



Réponse à la consultation publique sur l'actualisation de l'étude *Futurs énergétiques 2050* menée par RTE, soumise par l'association Énergies Renouvelables Pour Tous

Mai 2026

Synthèse et recommandations conclusives

L'association Énergies Renouvelables Pour Tous salue la qualité et l'ambition de l'exercice de consultation engagé par RTE. L'actualisation des Futurs énergétiques 2050 intervient dans un contexte profondément transformé depuis 2021, et les propositions méthodologiques soumises à la concertation reflètent dans l'ensemble une prise en compte rigoureuse de ces évolutions. Nous notons cependant que les hypothèses de coûts des différentes filières ne semblent pas avoir été explicitement soumises à la concertation au même titre que les choix méthodologiques : c'est un angle mort préoccupant, dans la mesure où ces hypothèses déterminent largement les conclusions économiques des scénarios et auraient mérité un examen contradictoire public.

Nos positions convergent avec celles de RTE sur plusieurs points structurants. Nous partageons la hausse des besoins en électricité à l'horizon 2050, résultant de la réduction des disponibilités en biomasse, de la révision à la baisse des puits naturels de carbone et du renforcement des ambitions de décarbonation dans les transports internationaux. Nous partageons la méthode consistant à étudier des configurations contrastées de mix de production croisées avec différentes trajectoires de consommation. Nous approuvons le renforcement des analyses environnementales, notamment l'intégration des pressions sur la biodiversité et la ressource en eau.

Sur plusieurs points importants, nos positions divergent ou expriment des réserves. Sur le nucléaire existant, nous défendons l'intégration de l'option de mise en cocon dans les

scénarios étudiés. Loin de s'opposer à la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires, cette option pourrait en être une condition de réussite : si un réacteur dispose encore de dix ans de fonctionnement utile avant que sa cuve ne soit hors service, la question est de savoir s'il vaut mieux qu'il fonctionne maintenant ou entre 2050 et 2060, quand la demande en base sera plus difficile à couvrir par les seules renouvelables et flexibilités. Plus fondamentalement, il faut constater que l'hypothèse implicite retenue par RTE est celle d'un fonctionnement moyen du parc au-delà de 65 ans, ce qui constitue un pari au regard de l'expérience mondiale : aucun réacteur dans le monde n'a atteint cet âge à ce jour, et a fortiori aucun pays n'a conduit un très grand nombre de ses réacteurs jusqu'à ce terme. Cette hypothèse ne peut être acceptée sans une justification explicite et documentée de la part de RTE et d'EDF sur les raisons pour lesquelles l'expérience française produirait des résultats sans précédent dans l'histoire nucléaire mondiale.

Sur les nouveaux réacteurs EPR2, les hypothèses centrales de coûts et de délais doivent être rendues significativement plus prudentes, et non pas seulement complétées par des variantes hautes. L'expérience accumulée sur Flamanville, Olkiluoto et Hinkley Point montre que les dérives de délais et de surcoûts ne sont pas des accidents mais une tendance structurelle de la filière. Il convient donc que les hypothèses centrales intègrent des marges réalistes sur ces deux dimensions, les variantes représentant ensuite des écarts raisonnés autour de cette base. Sur les SMR, leur inclusion dans les scénarios à horizon 2050 relève d'un optimisme industriel que les données disponibles ne justifient pas. Sur le coût du capital, un taux unique pour toutes les filières neutralise des différences de profil de risque importantes et tend à sous-estimer le risque financier supporté par la collectivité dans le cas du nucléaire.

Nos recommandations principales portent sur cinq axes :

- Intégrer des hypothèses centrales plus ambitieuses sur les coûts et les rythmes de déploiement des renouvelables, tirant les leçons des sous-estimations systématiques, notamment des facteurs de charge, des exercices passés. Proposer des coûts de revient des renouvelables et du stockage, dans les scénarios, plus en ligne avec ce qui est observé chez nos voisins qui ont vraiment accéléré : projets plus grands, délais plus courts, et améliorations technologiques amènent, aujourd'hui ou en 2050, à des coûts bien en deçà de ce qui est proposé.
- Corriger les hypothèses centrales de coûts des filières nucléaires pour les aligner sur les références observées. Sans aides publiques, le coût du MWh des EPR2 s'établit en effet autour de 150 euros du MWh. Il est ensuite "sponsorisé" par des prêts bonifiés dans le cadre des aides proposées à Bruxelles, puis par des contrats pour différence (CFD) apportant un complément de rémunération à EDF. Mais le coût final est un résultat, et pas un point de départ économique.

- Différencier les coûts du capital par filière en les alignant sur les références de marché observées, ce qui permettrait des comparaisons économiques plus rigoureuses. Il n'est pas normal que ces hypothèses de coût du capital ne soient pas soumises à consultation. En termes de méthode, le coût du capital doit d'abord être discuté en laissant les filières "sur un pied d'égalité", pour définir ce qui doit être aidé. Puis, les différentes options d'aides publiques (prêt à taux zéro, etc.) doivent être discutées du point de vue de leur efficacité. RTE semble prendre le parti que les choix sont déjà faits, alors que justement le rapport Futurs énergétiques doit aider à prendre ces grandes décisions stratégiques.
- Renforcer l'analyse des flexibilités et du stockage, en intégrant des trajectoires de coûts des batteries plus dynamiques et en valorisant pleinement le potentiel des véhicules électriques comme levier de stockage diffus.
- Approfondir l'analyse de la résilience aux chocs combinés, en accordant une attention particulière au risque de difficultés de financement des grands projets nucléaires et aux ruptures dans les chaînes d'approvisionnement, notamment en uranium.
- Etendre la comparaison des dépendances industrielles en amont à toutes les filières, y compris le nucléaire, pour éclairer équitablement le débat sur la souveraineté énergétique.

L'association Énergies Renouvelables Pour Tous restera attentive à la publication des résultats de simulation et continuera à contribuer au débat public. Nous restons disponibles pour apporter des précisions sur les positions exprimées dans la présente contribution.

Association Énergies Renouvelables Pour Tous

Mai 2026

Préambule

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* remercie RTE d'organiser cette consultation publique sur l'actualisation de l'étude Futurs énergétiques 2050. Cette démarche de concertation constitue un exercice démocratique et technique de premier plan, dont la qualité conditionne en grande partie la robustesse des résultats qui en seront issus.

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* défend une vision de la transition énergétique fondée sur le déploiement massif et rapide des énergies renouvelables, sur la sobriété et l'efficacité énergétique, sur le développement prioritaire des flexibilités, du stockage et de l'électrification des usages et sur la participation citoyenne à la transformation du système énergétique. Notre réponse s'appuie sur des travaux d'analyse portant d'une part sur les perspectives de production et de flexibilité du système électrique, d'autre part sur les enjeux économiques et financiers associés aux différents mix de production.

S'agissant du parc nucléaire, la position de l'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* est guidé par deux ordres de préoccupations distincts : des questions de sûreté, s'agissant de la prolongation du parc existant et des nouveaux réacteurs, et des questions d'opportunité économique, s'agissant du programme EPR2, des SMR, et des options ouvertes sur l'aval du cycle nucléaire. Dans tous les cas, il s'agit de paris industriels, aux conséquences majeures pour notre sécurité énergétique, dont l'incertitude n'est pas évaluée. Notre association défend le concept de mise en « cocon » de réacteurs, qui ne résume pas à une simple mise en veille conservatoire de ces unités. Elle vise avant tout à préserver les options, y compris celle d'une utilisation plus tardive du potentiel résiduel de production de certains réacteurs, plutôt que d'engager immédiatement des dépenses considérables dans une période où l'abondance provisoire d'électricité déprime les prix de marché. Elle présente en outre deux avantages systémiques souvent négligés : réduire les besoins de modulation liés à la surproduction, et éviter l'effet falaise qu'entraînerait la fermeture simultanée de nombreux réacteurs arrivés au même âge.

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* exprime également sa position critique concernant les petits réacteurs modulaires (SMR), dont la maturité industrielle et la compétitivité économique demeurent largement spéculatives. Les retards accumulés sur l'ensemble des programmes internationaux, les coûts élevés des premières unités et l'absence de références commerciales invitent à considérer les SMR comme une filière expérimentale - et ce d'autant plus que la faisabilité et la sécurité des filières amont et aval de chaque modèle restent hypothétiques, et non comme une option crédible pour le système énergétique français à l'horizon 2050. La valorisation de la chaleur excédentaire des SMR, souvent présentée comme la clé d'une efficacité et d'une rentabilité supérieures à celles des réacteurs "standard", nécessite des conditions de proximité de l'habitat ou de l'industrie, d'acceptation

collective, de sécurité face aux agressions extérieures et de comptabilité réglementaire peu accessibles aux échéances envisagées. Enfin, l'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* attire l'attention sur la question de la biomasse importée dans les zones non interconnectées (ZNI). Le recours à une biomasse importée qui génère des coûts de production de l'électricité pouvant atteindre 500 €/MWh constitue une aberration économique et environnementale face aux alternatives renouvelables locales disponibles dans ces territoires.

Cadrage général de l'étude

Questions 1 : le cadrage de l'étude

- **Partagez-vous ces éléments de cadrage ? Voyez-vous d'autres éléments à intégrer ?**
- **Êtes-vous en accord avec les principaux axes de l'étude (actualisation des besoins, compétitivité du système électrique, résilience et robustesse technique) ? Voyez-vous un axe prioritaire ou un autre axe à approfondir ?**
- **Les horizons d'analyse vous semblent-ils pertinents ?**

Réponse de l'association Énergies Renouvelables Pour Tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* partage globalement les éléments de cadrage proposés par RTE. L'évolution du contexte depuis 2021 -renforcement des ambitions climatiques européennes, crises géopolitiques, contraintes budgétaires accrues, révision à la baisse des gisements de biomasse et des puits naturels de carbone, évolution des technologies et de leurs coûts, - justifie pleinement une actualisation approfondie. La prise en compte du retard accumulé dans la décarbonation de l'économie française constitue également un élément de réalisme indispensable.

Nous approuvons les quatre axes principaux et insistons tout particulièrement sur la nécessité de considérer l'axe compétitivité, qui nous paraît central dans le contexte économique actuel, comme prioritaire. Nous saluons l'ajout d'un cinquième axe portant sur les trajectoires industrielles, qui manquait dans la précédente édition tout en étant vigilant sur le fait qu'il doive considérer une approche volontariste dans la (re)localisation de moyens de production des équipements principaux pour toutes les filières. En revanche, nous souhaiterions qu'un axe spécifique soit consacré aux coûts et aux modalités de financement de la transition. Dans un contexte de contrainte budgétaire forte et de taux d'intérêt élevés, la capacité des acteurs publics et privés à mobiliser les capitaux nécessaires constitue une condition de réussite aussi importante que la faisabilité technique. Sur ce point, nous distinguons deux enjeux distincts : d'une part, la transparence sur les coûts considérés par filière, dont l'opacité laisse craindre un risque de présentation orientée des résultats, comme cela avait pu être observé dans l'édition 2021 ; d'autre part, la question des conditions de financement elles-mêmes, notamment l'accès à des taux bonifiés pour l'ensemble des filières et la comparaison rigoureuse des impacts sur les finances publiques selon les différentes structures contractuelles envisageables, en particulier les contrats pour différence, dont les effets varient considérablement selon les hypothèses retenues sur l'évolution des prix spot.

Nous souhaitons par ailleurs qu'un axe spécifique soit consacré à la robustesse géopolitique, dimension que RTE traite insuffisamment dans ses analyses, lesquelles restent centrées sur la robustesse technique. Les conflits récents ont mis en évidence la vulnérabilité des sites nucléaires aux situations de guerre, qu'il s'agisse de Zaporijia, Tchernobyl, Dimona ou Natanz. À l'inverse, l'Ukraine elle-même mise sur les énergies renouvelables pour consolider et décentraliser son système électrique dans un contexte de conflit prolongé. Plus largement, les dépendances d'approvisionnement constituent un critère de robustesse à part entière : celles liées aux combustibles fossiles sont bien documentées, mais les dépendances en uranium méritent désormais d'être traitées avec la même rigueur, la France n'ayant toujours pas trouvé de voie crédible pour s'affranchir de Rosatom dans le cycle du combustible. Ces considérations géopolitiques plaident en faveur des énergies renouvelables et d'une ambition forte de relocalisation industrielle des filières concernées

Les horizons d'analyse proposés, 2040, 2050 et 2060, sont pertinents. L'horizon 2040 est particulièrement important car il correspond à un point de passage climatique et à une échéance pour laquelle des décisions d'investissement doivent être prises dès aujourd'hui. Nous suggérons que l'analyse intègre également des points de passage à court terme, notamment 2030, pour assurer la cohérence avec les objectifs européens du paquet européen « Fit for 55 ». Par ailleurs, sur le sujet spécifique des énergies renouvelables, le cadrage proposé en page 4 du document de propositions détaillées affirme que « les projections de coûts des principales composantes du système électrique [...] montre[nt] une tendance à la hausse pour de nombreuses technologies (nucléaire, renouvelables, hydrogène, réseau...) ». Cette formulation appelle deux nuances importantes.

Au niveau mondial, les projections de coûts des renouvelables ne sont pas globalement à la hausse, c'est même tout le contraire pour les deux filières les plus structurantes. Le rapport IRENA *Renewable Power Generation Costs in 2024* documente une baisse de 11 % en un an et de 87 % depuis 2010 du coût mondial moyen d'installation du photovoltaïque, qui atteint 691 USD/kW en 2024. Pour l'éolien terrestre mondial, le CAPEX moyen 2024 s'établit à 1 041 USD/kW selon l'IRENA, en baisse continue depuis 2010. Seul l'éolien en mer a connu une bulle inflationniste passagère sur la période 2021-2023, désormais en voie de résorption. Les projections 2050 des agences internationales (AIE WEO 2024, NREL ATB 2024, JRC POLES, étude LUT University avril 2026) convergent vers des niveaux de coûts substantiellement inférieurs à ceux retenus par RTE.

En France, la tendance haussière constatée par RTE est en revanche réelle, mais elle s'explique par un ensemble de facteurs nationaux dont la plupart sont réversibles dans le cas d'une politique plus volontariste. Ces facteurs incluent la petite taille moyenne des projets photovoltaïques au sol, les délais d'instruction et de raccordement parmi les plus longs d'Europe, la priorisation administrative donnée à la toiture et à l'agrivoltaïsme au détriment

du sol à grande échelle, et l'absence de visibilité industrielle stable sur la filière. Tous ces facteurs sont des choix de politique publique et non des contraintes physiques ou techniques.

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* recommande donc à RTE de distinguer dans le cadrage page 4 entre la dynamique internationale et la spécificité française, et de présenter explicitement la baisse possible des coûts français en cas de scénario volontariste, notamment via le déploiement du photovoltaïque au sol à grande échelle, qui dans tous les pays européens comparables (Espagne, Allemagne, Pays-Bas) tire structurellement les coûts vers le bas.

.

Volet A — Trajectoires de consommation et mix de production

Questions 2 : le cadre des trajectoires d'atteinte de la neutralité carbone

- **Partagez-vous l'intérêt de reconduire le principe de construction des trois trajectoires principales d'atteinte des objectifs climatiques des Futurs énergétiques 2050 ?**
- **Pensez-vous pertinent de construire une trajectoire de forte évolution des modes de vie, qui se différencierait de la trajectoire « sans révolution des modes de vie » sur d'autres paramètres comme les efforts d'efficacité énergétique et la relocalisation de l'industrie ?**
- **Partagez-vous l'intérêt de tester ces différentes trajectoires avec plusieurs configurations de « bouclage », c'est-à-dire de mobilisation des différents leviers de décarbonation ? Que pensez-vous des propositions de configuration de bouclage ?**

Réponse de l'association Énergies Renouvelables Pour Tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* partage l'intérêt de reconduire les trois trajectoires principales d'atteinte de la neutralité carbone. Ces configurations contrastées forment un socle robuste pour le débat public.

S'agissant de la trajectoire de forte évolution des modes de vie, nous pensons pertinent qu'elle se différencie de la trajectoire de référence non seulement sur les comportements individuels de sobriété, mais aussi sur les progrès d'efficacité énergétique, notamment via l'isolation des bâtiments, le développement de la flexibilité permise par la multiplication des objets connectés (qui automatise des usages plus vertueux sans contrainte perceptible pour l'utilisateur) et l'autoconsommation. Cette trajectoire doit également intégrer la relocalisation de la production industrielle et les gains de pouvoir d'achat comme levier d'accès à des modes de consommation plus sobres, qu'il s'agisse de la mobilité ou du logement. Plutôt qu'une sobriété ou une efficacité imposée par la contrainte, c'est un système cohérent de signaux-prix, défini de façon systémique par les pouvoirs publics, qui permettrait d'accompagner en priorité ceux qui n'en ont pas les moyens, à l'image du leasing social, mais généralisé à l'ensemble des vecteurs de la transition. Cette vision intégrée est plus cohérente avec les scénarios montrant que sobriété, flexibilité et réindustrialisation ne sont pas nécessairement antagonistes dès lors qu'elles reposent sur un modèle de production local à faible contenu carbone.

Concernant les configurations de bouclage, la configuration « médiane » nous semble justifiée comme référence de base. Nous insistons sur l'importance d'explorer des variantes d'électrification directe renforcée, qui tirent parti des gains d'efficacité propres à l'électricité.

Questions 3 : le cadrage du scénario de décarbonation retardée

- **Partagez-vous l'intérêt d'analyser une configuration de décarbonation retardée ?**
- **Quel niveau d'écart (en MtCO₂) avec l'objectif climatique pensez-vous pertinent de considérer à horizon 2050 ?**
- **Identifiez-vous une approche à privilégier parmi celles proposées (retard centré ou retard normatif sur tous les secteurs) ?**
- **Concernant l'approche basée sur des raisonnements économiques : Que pensez-vous du principe de se référer principalement au coût pour la collectivité, à travers l'utilisation des coûts d'abattement ?**
- **Concernant l'approche basée sur des raisonnements économiques : Que pensez-vous de l'intérêt d'intégrer d'autres critères dans le choix des leviers pour lesquels le rythme serait relâché ?**
- **Concernant l'approche basée sur des raisonnements économiques : En pratique, sur quels leviers de décarbonation faut-il selon vous ralentir le rythme et à quel niveau pour construire le scénario de décarbonation retardée ?**
- **Concernant l'approche basée sur un retard généralisé : Que pensez-vous de l'approche consistant à construire cette trajectoire à partir du scénario de décarbonation lente du Bilan prévisionnel 2025, avec les ajustements proposés ?**
- **Dans quel contexte macro-économique (favorable ou dégradé) pensez-vous qu'il soit pertinent de modéliser cette trajectoire ?**

Réponse de l'association Énergies Renouvelables Pour Tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* pourrait éventuellement partager l'intérêt d'analyser une configuration de décarbonation retardée. Face aux tendances actuelles (ralentissement de la rénovation thermique, déploiement insuffisant des pompes à chaleur, remise en cause dans certains États membres des objectifs sur les véhicules thermiques) ce scénario est indispensable pour éclairer le débat politique. Cependant un tel scénario soulève deux difficultés sérieuses. Sur le plan juridique d'abord, on peut s'interroger sur la compatibilité d'un exercice de prospective fondé sur une trajectoire s'écartant de la SNBC avec le cadre réglementaire dans lequel RTE opère. Sur le fond ensuite, un scénario de retard n'a de sens analytique que si ses conséquences climatiques sont pleinement quantifiées et mises

en regard des choix qu'il implique : faute de quoi, il accrédite l'idée qu'un tel retard serait indolore ou qu'il constituerait une option acceptable, ce que nous récusons. Sur le niveau d'écart, nous suggérons d'explorer un écart d'au moins 50 MtCO₂ par rapport à la neutralité carbone en 2050, afin que le scénario soit significativement différencié et permette des comparaisons économiques et sociales instructives.

Nous suggérons à RTE de surtout consacrer cet effort d'analyse aux leviers permettant précisément d'éviter ce retard : accompagnement économique des ménages les plus contraints via des signaux-prix systémiques, soutien à la mutation des filières agricoles, accélération du déploiement des énergies renouvelables et des capacités de stockage pour compenser les retards enregistrés dans d'autres secteurs. C'est à ces conditions que la prospective énergétique remplit sa fonction, non en élargissant l'espace des renoncements possibles, mais en consolidant les voies du respect des engagements climatiques.

Entre les deux approches proposées, nous considérons que les deux méritent d'être étudiées mais pour des raisons différentes. L'approche par coûts d'abattement présente l'avantage de la cohérence économique, mais elle ne reflète pas nécessairement la réalité politique des retards de décarbonation, qui affectent souvent aussi bien les leviers économiquement efficaces. L'acceptabilité sociale des mesures (par exemple la désirabilité du transport aérien) prime souvent sur les critères économiques, tout comme leur faisabilité politique (la réduction de la consommation de viande de bœuf rencontre beaucoup d'opposition chez les éleveurs). Cette approche présente par ailleurs des biais bien connus. L'approche par coûts d'abattement du CO₂, popularisée notamment par les travaux de McKinsey à partir de 2007 a structuré un temps les débats sur la priorisation des actions climatiques. Si elle présente l'avantage d'une apparente rigueur économique, elle souffre de biais méthodologiques importants qui en limitent la portée normative. En premier lieu, ces courbes supposent une stabilité des coûts technologiques dans le temps, ce qui s'est révélé profondément erroné par exemple pour certaines énergies renouvelables (éolien et surtout solaire photovoltaïque) et d'autres technologies, notamment les batteries, dont les coûts ont chuté bien plus rapidement que toute projection ne l'anticipait. En second lieu, l'approche raisonne par action isolée sans tenir compte des interactions entre leviers, des effets de système et des externalités positives associées à certains investissements comme par exemple l'apprentissage industriel, la structuration de filières ou la réduction de dépendances. En troisième lieu, elle traite comme équivalents des coûts qui ne le sont pas dans la réalité : un coût d'abattement élevé pour une action portée par un acteur privé n'a pas la même signification qu'un coût analogue supporté par la collectivité. Appliquée mécaniquement à la construction d'un scénario de décarbonation retardée, cette approche risque ainsi de légitimer le report de leviers qui, s'ils apparaissent coûteux aujourd'hui, pourraient devenir compétitifs avant l'horizon considéré, ou dont le report aurait des effets de verrouillage technologique et industriel difficiles à corriger.

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* recommande donc que les coûts d'abattement ne constituent qu'un outil parmi d'autres dans la construction du scénario de décarbonation retardée, complété par une analyse multicritère intégrant la maturité des filières, les effets d'apprentissage attendus et les risques de verrouillage.

En pratique, les leviers les plus coûteux à court terme, carburants de synthèse, hydrogène dans l'industrie, ... peuvent légitimement être retardés, mais sans en faire les seuls leviers concernés.

L'approche consistant à partir du scénario de décarbonation lente du Bilan prévisionnel 2025 peut présenter une cohérence méthodologique avec les travaux récents de RTE. Pour autant, notre association tient à alerter RTE sur ce scénario tel qu'il est présenté, et ce pour deux raisons de fond.

D'une part, rien dans les conséquences du dérèglement climatique aujourd'hui constatées ne justifie de préparer les esprits à un ralentissement de la décarbonation : c'est au contraire une accélération volontariste qui s'impose face à des risques climatiques croissants. D'autre part, la question de la légitimité de RTE à cadrer de tels choix politiques dans ses exercices de prospective mérite d'être posée explicitement : le rôle du gestionnaire de réseau est d'éclairer les conditions de faisabilité technique des trajectoires définies par les pouvoirs publics, non de contribuer à en élargir l'espace vers des options de renoncement.

Si RTE entend étudier ce scénario dans ses travaux, nous suggérons à minima de le renommer de façon à en clarifier la nature réelle, par exemple en l'intitulant "scénario de décarbonation insuffisante", afin que ses implications climatiques soient lisibles sans ambiguïté pour tous les publics auxquels ces travaux sont destinés.

Questions 4 : les configurations de bouclage

- **Avez-vous des remarques sur les différentes configurations de bouclage proposées à l'étude ?**
- **Identifiez-vous des configurations prioritaires à considérer dans les différentes trajectoires ?**

Réponse de l'association Énergies Renouvelables pour tous

Les configurations de bouclage proposées constituent une exploration utile des différents chemins possibles vers la neutralité carbone.

La configuration « médiane » nous semble la plus réaliste et la plus cohérente avec les trajectoires observées dans les pays les plus avancés de la transition. Elle repose en outre sur

des technologies ayant atteint un niveau de maturité et d'industrialisation suffisant pour être considérées comme déployables à grande échelle dès à présent.

La configuration « molécules+ » nous semble présenter des risques importants de dépendance vis-à-vis de filières dont la maturité industrielle, l'efficacité énergétique et économique restent à démontrer. Il en va de même pour une éventuelle configuration "CCS+", qui intègreraient en outre une incertitude importante quant aux problématiques d'acceptabilité du stockage long terme du CO₂. Nous identifions en revanche comme prioritaire la configuration « électrification directe+ », qui permettrait d'évaluer l'impact d'une électrification plus poussée sur la consommation, les besoins de flexibilité et les coûts du système.

Questions 5 : le gisement de biomasse et sa valorisation énergétique

- **Avez-vous des remarques concernant les hypothèses de gisement de biomasse mobilisable en France ?**
- **Avez-vous des préconisations sur les modes de transformations et les fléchages les plus pertinents des gisements de biomasse à usage énergétique ?**

Réponse de l'association Energies Renouvelables pour tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* approuve la révision à la baisse des hypothèses de gisement de biomasse. Les analyses récentes confirment que les puits naturels de carbone forestiers sont dégradés et que les disponibilités en biomasse énergétique sont structurellement inférieures aux hypothèses de la SNBC 2. Cette évolution renforce mécaniquement le besoin d'électrification, ce qui est cohérent avec notre vision.

Sur les modes de valorisation, nous insistons sur la nécessité d'une hiérarchie des usages de la biomasse qui donne la priorité aux usages matières, à la chimie biosourcée et aux applications directement énergétiques difficiles à électrifier, plutôt qu'à la production d'électricité en base. La production d'électricité à partir de biomasse devrait être réservée aux situations où elle joue un rôle de flexibilité ou de complément pilotable.

Même si le cadre d'analyse est celui de la France hexagonale et que la biomasse importée dans les zones non interconnectées est à priori hors du cadre de travail, l'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* exprime une réserve forte car cette politique a des conséquences pour les scénarios présentés. En effet, la biomasse liquide/le biodiesel est revendiquée par EDF pour les ZNI comme provenant de France, ce qui obérerait d'autant les quantités mobilisables pour la France hexagonale. Par ailleurs, le recours à de la biomasse importée dans les ZNI pour une production d'électricité à des coûts pouvant atteindre 500 euros par mégawattheure électrique constitue une aberration économique et environnementale dans des territoires qui disposent de ressources renouvelables locales significatives, solaire, éolien, géothermie selon

les cas et pour lesquels des solutions combinant production renouvelable locale, stockage et gestion active de la demande offriraient une alternative à la fois moins coûteuse et plus résiliente. Nous demandons que l'actualisation intègre une analyse comparée de ces alternatives dans les ZNI.

Questions 6 : les hypothèses de puits naturels de carbone et le recours au CCS

- **Que pensez-vous des hypothèses proposées pour les trois cadres socio-économiques concernant les puits naturels de carbone, les émissions non liées à l'énergie et le besoin de recours au captage et stockage de carbone ?**

Réponse de l'association Énergies Renouvelables Pour Tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* partage les hypothèses proposées sur les puits naturels de carbone, qui reflètent les données scientifiques les plus récentes et les projections du projet de SNBC 3. La révision à la baisse des puits, passant de -67 à -40 MtCO₂ par an en 2050, est une évolution méthodologique salubre qui renforce le besoin d'électrification.

Sur le recours au captage et stockage de carbone, nous souhaitons affiner l'analyse au-delà d'un jugement global sur la maturité technologique. Les procédés de captage à partir de la combustion de combustibles fossiles sont en réalité relativement éprouvés sur le plan technique ; les obstacles principaux sont d'ordre économique, à savoir des coûts d'investissement élevés et des baisses de rendement associées qui pèsent sur la compétitivité des installations.

Il convient toutefois de distinguer deux situations techniquement très différentes. D'un côté, certains procédés industriels génèrent des flux de CO₂ concentrés qui simplifient le captage : c'est le cas de la production d'hydrogène par vaporeformage du méthane et de la production de ciment, où la calcination du calcaire libère un CO₂ non dilué par l'azote de la combustion. Dans ces deux filières, ces flux concentrés représentent de l'ordre de 60 % des émissions totales de CO₂, ce qui en fait un gisement prioritaire et relativement accessible pour le captage. Les 40 % restants correspondent à des émissions liées à la production de chaleur qui, elles, sont susceptibles d'être éliminées par électrification des procédés, auquel cas la question du captage ne se poserait plus pour cette fraction. De l'autre côté, le captage de CO₂ sur des flux gazeux issus de la combustion d'énergies fossiles reste nettement plus coûteuse, en raison de la faible concentration en CO₂ dans les fumées.

Dans les deux cas, le véritable verrou non résolu est commun : il réside dans l'absence quasi totale de cadre réglementaire relatif au stockage géologique du CO₂ en France et dans le défaut de financement des infrastructures correspondantes. Des volumes de 10 à 35 MtCO₂

par an à l'horizon 2050 constituent un défi industriel considérable, mais ce défi est d'abord institutionnel et financier avant d'être technologique au sens strict. Nous recommandons en conséquence que les scénarios distinguent explicitement ces deux dimensions, documentent les hypothèses retenues sur l'évolution du cadre réglementaire du stockage, et intègrent des analyses de sensibilité sur la disponibilité effective de ces infrastructures, ainsi que les conséquences pour le mix électrique dans le cas où leur déploiement s'avèrerait inférieur aux trajectoires envisagées.

Questions 7 : les hypothèses de décarbonation du transport maritime et aérien international

- **Que pensez-vous des hypothèses concernant le niveau d'ambition sur le recours aux carburants durables pour le transport international et le principe de prendre comme référence les exigences des règlements FuelEU Maritime et ReFuelEU Aviation ?**

Réponse de l'association Énergies Renouvelables Pour Tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* approuve le principe de prendre comme référence les exigences des règlements FuelEU Maritime et ReFuelEU Aviation, qui constituent le cadre réglementaire applicable. L'objectif d'environ 70% de carburants durables dans l'aérien et 80% dans le maritime à l'horizon 2050 est ambitieux mais cohérent avec les engagements européens.

Nous soulignons que l'hypothèse d'une production de carburants de synthèse localisée en France pour répondre à ces besoins conduirait à des consommations d'électricité très élevées, de l'ordre de 150 à 200 TWh. Une analyse comparative entre une production domestique et une stratégie d'importation de carburants durables mériterait d'être conduite, en documentant les enjeux de souveraineté, de coût et d'empreinte carbone associés à chaque option. Il est également important de bien comprendre comment le surcoût de production important de ce type de carburant pourra trouver sa place dans des écosystèmes aérien et maritime sujets à concurrence internationale avec un impact du coût du carburant important sur le coût final pour le client. Le transport aérien, étant donné la croissance de ses flux au niveau français et international, est un domaine où la décarbonation ne saurait être atteinte sans mesures de sobriété. Nous souhaitons qu'elles aient leur place.

Questions 8 : le secteur des transports

- **Avez-vous des remarques sur l'évaluation des besoins énergétiques associés aux transports et sur les hypothèses considérées (parts modales, mix technologique dans les différents segments des transports...) ?**
- **Avez-vous des remarques spécifiques sur les hypothèses de décarbonation du transport international ?**

Réponse de l'association Energies Renouvelables pour tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* partage les orientations générales proposées pour le secteur des transports. Le renforcement de la place de l'électrification directe pour le transport routier de personnes et de fret, est cohérent avec les évolutions technologiques récentes. L'hypothèse de division par deux de la consommation énergétique finale des transports à l'horizon 2050 nous paraît réaliste.

Sur les hypothèses de parts modales, nous insistons sur l'importance d'intégrer les effets des politiques publiques de développement des transports en commun, du vélo, de la place des automobiles dans la ville et du ferroviaire, et d'incitation à des véhicules automobiles de moins grande taille, économes d'énergie, de place et de matières premières. Ces paramètres sont liés à des choix d'aménagement du territoire qui dépassent le périmètre du système électrique mais qui en conditionnent fortement le dimensionnement à long terme.

Sur le transport international, nous renvoyons à notre réponse à la question 7 : l'analyse devrait systématiquement comparer une production domestique de carburants de synthèse à une stratégie d'importation, pour en documenter les implications économiques et de souveraineté. Ceci sans oublier des conséquences sur le prix du transport aérien et maritime de l'utilisation d'ammoniac ou de carburant de synthèse.

Questions 9 : le secteur des bâtiments (résidentiel et tertiaire hors centres de données)

- **Avez-vous des remarques sur les hypothèses considérées les usages énergétiques des bâtiments et notamment les besoins de chauffage et la répartition des différentes solutions dans le parc de bâtiments ?**
- **Avez-vous des remarques sur l'évaluation des besoins énergétiques associés aux bâtiments ?**

Réponse de l'association Énergies Renouvelables Pour Tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* partage les grandes orientations proposées pour le secteur des bâtiments. Le développement des pompes à chaleur et l'amélioration de l'isolation thermique constitue les deux leviers principaux de décarbonation, et les hypothèses de déploiement retenues dans la configuration médiane, de l'ordre de la moitié du parc de logements équipé de pompes à chaleur en 2050, nous semblent réalistes.

Nous souhaiterions que les hypothèses de rénovation thermique soient différenciées selon les types de bâtiments et les contextes territoriaux, afin de mieux refléter la réalité des contraintes qui s'exercent sur certaines catégories de logements. La question du financement de la rénovation pour les ménages aux revenus modestes mériterait une analyse spécifique, car le surcoût initial constitue une barrière majeure. Sur les besoins énergétiques associés aux bâtiments, les ordres de grandeur proposés par RTE nous paraissent cohérents avec une électrification progressive des usages thermiques couplée à des gains d'efficacité via l'isolation. En cohérence, une réflexion sur le besoin d'ajuster la tarification des vecteurs énergétiques avec le besoin d'électrification promu doit être menée.

Se pose ici la question des logements pour lesquels la solution par pompe à chaleur et le raccordement à un réseau de chaleur ne sont pas réaliste à court terme. Pour ces cas, il ne faut pas renoncer à l'électrification : c'est précisément pour eux que le renforcement de l'isolation thermique est le plus nécessaire, notamment pour des raisons sociales.

Le tertiaire et les bâtiments publics constituent également un gisement considérable sur lequel la procrastination n'est plus acceptable. Pour les bâtiments de l'État et des collectivités locales, il convient en priorité de mettre en place des dispositifs comptables permettant d'intégrer les économies futures d'exploitation dans la valorisation des investissements initiaux, afin de lever le frein structurel que constitue la séparation entre budgets d'investissement et budgets de fonctionnement. Par ailleurs, le développement de l'autoconsommation collective à l'échelle d'un patrimoine immobilier public, aujourd'hui freiné par des obstacles réglementaires inutiles, devrait faire l'objet de mesures de simplifications.

Questions 10 : le secteur des centres de données

- **Avez-vous des remarques sur les hypothèses considérées de consommation d'électricité des centres de données ?**

Réponse de l'association Energies Renouvelables pour tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* prend acte des hypothèses proposées pour les centres de données, qui conduisent à une consommation d'environ 50 TWh à l'horizon 2050 dans le cas de base. Cette hypothèse est difficile à évaluer avec une industrie en forte croissance (4 GW d'ici à 2035 puis 3 GW entre 2035 et 2050...?) mais nous semble raisonnable compte tenu des incertitudes qui entourent ce secteur, tant sur le plan des ambitions de souveraineté numérique que sur les gains d'efficacité technologique.

Nous recommandons que l'analyse documente les implications des différentes hypothèses sur la consommation des centres de données pour le dimensionnement du système électrique, et explore des variantes de localisation en lien avec les zones de production renouvelable abondante ainsi que de consommation de la chaleur fatale, afin d'optimiser l'empreinte réseau.

Il conviendra également de bien observer les évolutions des localisations des centres de data à l'échelle internationale et d'en analyser les conséquences. A date, l'AIE prévoit en 2030 que pour l'essentiel, les centres de données seront installés aux Etats-Unis et en Chine. Au-delà des enjeux de consommation d'énergie, cela pose des questions importantes de souveraineté numérique.

Questions 11 : le secteur de l'industrie

- **Avez-vous des remarques sur les besoins énergétiques de l'industrie et sur les hypothèses considérées à propos de l'évolution de l'activité industrielle ? Quelles vous semblent être les conditions économiques (prix de l'énergie...) permettant le développement de l'activité industrielle et son électrification ?**

Réponse de l'association Energies Renouvelables pour tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* partage l'analyse de RTE sur le secteur industriel. La révision à la baisse des hypothèses d'activité des industries grandes consommatrices d'énergie, notamment l'acier, tient compte de tendances structurelles bien documentées et nous semble justifiée et pourrait être plus volontariste. Le taux d'électrification directe de l'ordre de 60% dans la configuration médiane constitue une ambition réaliste, qui suppose néanmoins des conditions économiques favorables.

Sur les conditions économiques permettant le développement de l'activité industrielle et son électrification, le prix de l'électricité est un facteur important mais pas le seul déterminant (de ce point de vue, la priorité devrait être donnée aux grands parcs de production ENR, plutôt qu'à des investissements hasardeux dans des filières nucléaires non matures (EPR2, SMR). La stabilité réglementaire, la disponibilité de main-d'œuvre qualifiée, la qualité des infrastructures de réseau et la lisibilité des politiques industrielles constituent des conditions tout aussi importantes pour les décisions d'investissement industriel à long terme. L'enjeu qui va au-delà de la simple question énergétique est celui de la place de l'industrie en France et d'arriver à inverser une tendance lourde du pays qui a vu la part de son secteur industriel dans l'activité global diminuer fortement.

L'électrification de l'industrie pourrait être encouragée via l'établissement de tarifs structurés en fonction des coûts réels de production de l'électricité, en inversant la logique des heures pleines et creuses, seules les heures correspondant aux pointes de consommation du matin et du soir devraient être "pleines", la faiblesse de la consommation nocturne, l'abondance éolienne et nucléaire la nuit, l'abondance éolienne, nucléaire et solaire le jour suggérant la possibilité de mettre à disposition de l'industrie des quantités significatives d'électricité bon marché. Il appartiendra dès lors aux industriels de développer tous les leviers de flexibilité disponibles (y compris stockages thermiques et électriques) pour en tirer le plus grand profit.

Questions 12 : le secteur de l'agriculture

- **Avez-vous des remarques sur les hypothèses considérées pour le secteur de l'agriculture et sur les besoins énergétiques associés ?**

Réponse de l'association Energies Renouvelables Pour Tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* partage les orientations générales pour le secteur agricole. La décarbonation des consommations énergétiques agricoles repose effectivement sur des solutions analogues à celles des secteurs de la mobilité et du bâtiment, avec certaines spécificités liées aux contraintes d'exploitation. Les hypothèses de consommation d'électricité d'environ 20 TWh en 2050, contre 10 TWh aujourd'hui, nous semblent cohérentes avec une électrification progressive du parc de véhicules et d'équipements agricoles.

Nous notons que la réduction des émissions de gaz à effet de serre non énergétiques de l'agriculture, méthane et protoxyde d'azote liés à l'élevage et à l'épandage d'engrais, représente un enjeu distinct et majeur qui ne relève pas du périmètre du système électrique mais conditionne fortement les besoins de puits de carbone. Une articulation explicite avec les travaux de l'ADEME sur ce sujet serait utile. Une connexion est également à établir sur les

évolutions attendues du secteur agricole : usage aussi limité que possible d'intrant (engrais phosphatés sans cadmium, enjeux autour du glyphosate...), évolutions attendues des régimes alimentaires, ...

Questions 13 : les besoins énergétiques à l'horizon 2050

- **Partagez-vous les ordres de grandeur des estimations de RTE sur la consommation finale énergétique ?**

Réponse de l'association Energies Renouvelables pour tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* partage globalement les ordres de grandeur des estimations de RTE sur la consommation finale énergétique. Le niveau de 1 000 à 1 100 TWh à l'horizon 2050, légèrement supérieur à celui de la SNBC 2, qui intègre les sources internationales résulte de la compensation entre effets haussiers et baissiers qui nous semblent correctement identifiés. La trajectoire vers la neutralité carbone implique une réduction significative de la consommation finale d'énergie, portée principalement par les gains d'efficacité liés à l'électrification et par les efforts de sobriété.

Questions 14 : les besoins d'électricité à l'horizon 2050

- **Partagez-vous les ordres de grandeur des estimations de RTE sur la consommation intérieure d'électricité pour l'atteinte de la neutralité carbone ? Les configurations testées vous semblent-elles refléter le champ des possibles en termes d'évolution de la consommation d'électricité compatible avec l'atteinte des objectifs climatiques ?**
- **En particulier, avez-vous des remarques sur les hypothèses consistant à ne pas recourir à des imports énergétiques à des fins de renforcement de la souveraineté énergétique considérées dans la trajectoire « sans révolution des modes de vie » pour la configuration de bouclage médian ?**

Réponse de l'association Energies Renouvelables pour tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* ne partage pas entièrement les ordres de grandeur proposés par RTE sur la consommation intérieure d'électricité. Si la hausse par rapport à la précédente édition reflète des évolutions de contexte réelles, le niveau de 850 TWh dans le cas de base nous semble potentiellement surévalué, en raison principalement des hypothèses retenues sur la production domestique de carburants de synthèse pour le transport international. En effet, une part très importante de cette hausse, de l'ordre de 150 à

200 TWh selon les estimations de RTE lui-même, est imputable à la production d'e-fuels destinés à l'aviation et au maritime international. Or, ces besoins ne correspondent pas à une consommation d'électricité française au sens propre : ils résultent d'un choix de localisation de la production de ces carburants sur le territoire national, choix qui est loin d'être acquis industriellement et encore plus économiquement. Si une partie significative de ces carburants de synthèse était produite dans des régions disposant de ressources renouvelables abondantes et bon marché, comme l'Afrique du Nord, le Moyen-Orient, l'Amérique latine, la consommation intérieure française d'électricité serait sensiblement plus faible, dans des proportions qui remettent en question la pertinence du chiffre de 850 TWh comme référence centrale.

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* recommande que RTE présente de manière plus explicite la décomposition de cette hausse, en distinguant clairement les besoins d'électricité liés à la décarbonation des usages intérieurs des besoins liés à la production de carburants de synthèse potentiellement exportés ou substituables par des imports, afin que le débat public puisse s'appuyer sur des ordres de grandeur réellement comparables à ceux de la précédente édition.

Sur l'hypothèse de non-recours aux imports énergétiques dans la configuration médiane, l'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* exprime une réserve de fond majeure. Traiter comme hypothèse centrale une configuration de souveraineté maximale - allant au-delà des objectifs de la SNBC - ie produire en France l'intégralité des carburants de synthèse nécessaires, revient à intégrer dans le cas de base un choix politique et industriel très contraignant, dont les implications sur le niveau de consommation d'électricité sont considérables. Il serait méthodologiquement plus rigoureux de traiter cette configuration comme une variante haute, et de retenir comme cas de base une configuration mixant production domestique et imports pour les usages pour lesquels la production locale ne présente pas d'avantage comparatif évident de surcroît sur des technologies qui n'ont pas encore démontré de réalité économique et industrielle. Nous recommandons que l'analyse présente clairement le coût de cette souveraineté en comparant les deux approches, afin d'éclairer le débat sur ce que la France serait réellement prête à payer pour s'affranchir de ces dépendances

Questions 15 : les appels de puissance

- **Avez-vous des remarques sur l'approche générale proposée pour estimer la courbe horaire de consommation nationale, à partir d'un empilement des usages ?**
- **Sur les usages « nouveaux » ou émergents, avez-vous des remarques sur les profils proposés ? Disposez-vous d'éléments qui permettraient d'affiner la représentation des appels de puissance associés à ces usages ?**

Réponse de l'association Energies Renouvelables pour tous

L'approche proposée pour la modélisation des appels de puissance constitue une base méthodologique solide. L'empilement de profils par usage nous paraît une méthode robuste, et les travaux conduits pour affiner les profils des nouveaux usages sont particulièrement importants.

Nous attirons l'attention sur l'enjeu du pilotage des recharges de véhicules électriques, qui constitue l'un des leviers de flexibilité les plus importants à l'horizon 2050. Les hypothèses retenues dans la configuration médiane, 75% de recharges pilotées pour les véhicules légers, nous semblent raisonnables, sous réserve que les conditions tarifaires et réglementaires nécessaires soient effectivement mises en place. De la même manière, la méthodologie proposée doit mieux intégrer le fait que l'électrification de l'industrie et en particulier de la production de chaleur intégrera une flexibilisation de la demande correspondante, notamment via l'ajustement de la consommation à des signaux prix pertinents et le déploiement à grande échelle de technologies de stockage thermique électrifiées.

Sur les pompes à chaleur, les données de l'étude « 100 PAC » de l'ADEME, intégrées par RTE avec le bureau d'études Enertech, constituent un apport important. Nous recommandons de poursuivre l'affinement de la modélisation des profils de PAC en distinguant précisément les différents types d'installation et les contextes bâtimentaires.

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* estime que l'étude Futurs énergétiques 2050 gagneraient à examiner plus en profondeur le potentiel d'un déploiement massif du stockage couplé au solaire, permettant de prolonger la disponibilité de cette production au-delà du coucher du soleil. Les retours d'expérience d'Australie (notamment du marché NEM), de Californie (CAISO) et du Texas (ERCOT) montrent que cette voie, déjà industrialisée, modifie sensiblement les arbitrages entre flexibilité, stockage et capacités pilotables. Sa sous-pondération dans le FE2050 est cohérente avec le conservatisme observé sur les hypothèses de coûts batteries identifié dans la présente note.

Questions 16 : le parc nucléaire existant

- **Que pensez-vous des hypothèses proposées concernant la prolongation des réacteurs existants ? Partagez-vous le principe consistant à lisser les trajectoires de fermeture et selon quelle stratégie de lissage en particulier ? Que pensez-vous de l'intérêt de variantes normatives pour refléter les incertitudes sur la possibilité de prolonger effectivement les réacteurs ?**
- **Compte tenu des incertitudes sur les perspectives de prolongation, RTE est preneur de tout élément permettant de documenter les jalons décisionnels afin de pouvoir éclairer les risques et conditions de réussite associés aux choix possibles sur le mix de production.**
- **Concernant les programmes d'augmentation de puissance, quelles perspectives (échéance, gain de productible) doivent être considérées dans l'étude selon vous ?**
- **Quel niveau de disponibilité des réacteurs existants vous semblerait-il pertinent de considérer aux différents horizons ?**
- **Quels paramètres de flexibilité actuels du parc existant pourraient selon vous être révisés (saisonnalité des arrêts, puissance minimale, durée minimale de marche/arrêt, nombre maximum d'arrêts économiques simultanés...) ?**

Réponse de l'association Energies Renouvelables pour tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* souhaite rappeler sa position de principe : nous sommes très réservés quant à la prolongation des réacteurs nucléaires historiques au-delà de 50 ans, et a fortiori au-delà de 60 ans, étant donné les incertitudes techniques correspondantes en termes de sûreté et de fatigue des équipements dans un parc qui module depuis son origine. Notre association, qui reconnaît en revanche la pertinence économique sur le long terme d'un fonctionnement de tranches nucléaires amorties défend le concept de mise sous « cocon » des réacteurs vieillissants: cette approche consiste à placer un certain nombre de ces installations dans un état de veille sécurisée et conservatoire pendant plusieurs années, pour les redémarrer lorsque l'augmentation de la demande en base ne pourra pas être assurée dans des conditions économiques satisfaisantes par un couplage entre production renouvelable et flexibilités (stockage, demande) supplémentaires. On préserve ainsi les options sans engager des dépenses considérables pour des durées d'exploitation dont la réalisation est hautement incertaine. Nous proposons que cette option de "mise sous cocon", avec un abandon du programme EPR2, soit à la base d'un des scénarios de production.

L'hypothèse médiane de RTE, conduisant à environ 40 GW de nucléaire existant en 2050, repose sur la prolongation d'une part significative du parc au-delà de 60 ans. En l'absence d'un avis conclusif de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection sur la faisabilité de ces prolongations, nous recommandons que l'hypothèse dite « dégradée », correspondant à des

fermetures plus nombreuses, soit traitée comme un scénario central et non simplement comme un test de sensibilité. La stratégie de lissage proposée est compréhensible, mais elle ne doit pas conduire à sous-estimer la probabilité de fermetures plus précoces. Sur les 650 réacteurs nucléaires construits dans le monde, plus de 200 arrêtés, une poignée pour des décisions politiques, une autre poignée détruite par des accidents, les autres arrêtés par les exploitants car trop coûteux à faire fonctionner plus longtemps. Aucun n'a fonctionné 60 ans, très peu ont fonctionné plus de 55 ans. Il n'y a donc aucun retour d'expérience à ce jour de réacteurs fonctionnant au-delà de 60 ans. On ne sait pas pourquoi l'expérience française devrait conduire à des résultats différents, qui plus est généralisé à une part considérable du parc. Certes, il y a moins de concurrence aujourd'hui par le gaz, mais cette concurrence est remplacée par celle des renouvelables.

Sur les jalons décisionnels, nous partageons l'intérêt de les documenter précisément. La date à laquelle un diagnostic suffisamment clair permet à l'exploitant de décider constitue un paramètre stratégique crucial pour la planification du système.

Sur les programmes d'augmentation de puissance, un gain de 15 TWh par an est non négligeable mais modeste au regard des enjeux. Ces programmes méritent d'être documentés avec les incertitudes qui les entourent sur le plan technique et réglementaire.

Sur la disponibilité, le coefficient de disponibilité de 74% proposé par RTE constitue une hypothèse cohérente avec les moyennes historiques, 73% sur la période 2015-2024 et 75% sur 2010-2024 selon les données ouvertes d'EDF. Ce niveau intègre implicitement les tensions croissantes entre activités de maintenance liées au vieillissement des installations et amélioration de la performance opérationnelle attendue du programme START. Dans un contexte de prolongation des réacteurs au-delà de 50 ans, et a fortiori 60 ans, l'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* considère qu'une hypothèse de disponibilité en retrait par rapport aux moyennes historiques serait plus prudente, les besoins de maintenance augmentant structurellement avec l'âge des installations.

Questions 17 : le nouveau nucléaire

- **Disposez-vous d'éléments permettant de conforter ou de revoir la trajectoire haute des Futurs énergétiques 2050 sur les EPR 2 (mise en service de 14 EPR 2 à horizon 2050) ? Selon vous, quelles seraient les conditions industrielles pour atteindre cette trajectoire ?**
- **Au-delà de 2050, quel rythme de développement vous semblerait envisageable et sous quelles conditions ?**
- **Quels volumes de SMR/AMR vous semblerait-il pertinent d'étudier à 2050 et au-delà ? Les volumes retenus dans la précédente édition des Futurs énergétiques dans les scénarios les plus optimistes (5 GW en 2050 et 6,5 GW en 2060) vous semblent-ils toujours pertinents ?**
- **Quelles hypothèses de fonctionnement (profil, niveau de disponibilité, niveau de flexibilité de la production) vous sembleraient devoir être retenues pour les nouveaux réacteurs ?**

Réponse de l'association Énergies Renouvelables Pour Tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* exprime son scepticisme sur les hypothèses relatives aux nouveaux réacteurs EPR2. Les retours d'expérience sur les chantiers récents, Flamanville en France, Hinkley Point C au Royaume-Uni, Olkiluoto 3 en Finlande, montrent systématiquement des dérives de coûts et de calendriers très importants. Partir de l'hypothèse que 14 EPR2 pourraient être mis en service d'ici 2050 constitue un optimisme industriel que l'expérience internationale sur les 25 dernières ne valide pas. Les conditions industrielles nécessaires ie montée en compétences des acteurs, disponibilité des composants forgés, capacités de génie civil nucléaire, impliquent des délais structurels incompressibles qui fragilisent cette trajectoire haute. Au-delà de 2050, si un programme EPR2 a pu démarrer et livrer ses deux premières tranches dans des conditions raisonnables de coût et de délais, et que la combinaison de moyens de production renouvelable supplémentaire couplés à des solutions de flexibilité n'est pas une meilleure option économique, une décision politique démocratique de poursuite du programme pourrait être envisagée. Cette condition est très incertaine à ce stade.

Sur les hypothèses de coût des EPR2, plusieurs points appellent des remarques de fond. En premier lieu, les CAPEX présentés en annexe à 8 250 €/kW devraient être considérés comme une hypothèse centrale au mieux, et certainement pas comme une variante haute. Le coût à terminaison des deux EPR d'Hinkley Point est aujourd'hui estimé à 55-60 milliards d'euros 2026, soit plus de 16 000 €/kW, ce qui constitue non pas une illustration de l'absence d'effet de série, mais au contraire sa démonstration la plus éloquente : le second réacteur du même

site coûte autant que le premier. Nous demandons qu'un test de résistance à +50 % du CAPEX central soit intégré dans la comparaison économique des scénarios.

En deuxième lieu, les coûts variables d'exploitation retenus à 8,3 €/MWh semblent significativement sous-estimés au regard de la vision de la CRE, qui évalue le seul coût du combustible à 9,2 €/MWh. Cet écart mérite une explication explicite de la part de RTE.

En troisième lieu, le prix de l'uranium devrait figurer parmi les commodités soumises à analyse de sensibilité. Le prix spot de l'uranium a été multiplié par trois depuis 2020 ; un scénario de forte relance nucléaire mondiale entraînerait mécaniquement une pression supplémentaire sur la demande. L'absence de cette variable dans les stress tests fragilise la robustesse économique des scénarios nucléaires.

Par ailleurs, l'hypothèse d'un effet de série de baisse de coût de 15 % pour les EPR2 au-delà des trois premières paires appelle une remarque de fond : cet effet de série ne s'est historiquement jamais matérialisé dans le nucléaire. C'est même l'inverse qui s'est produit. Plus les programmes nucléaires se sont développés, plus les coûts unitaires ont augmenté, phénomène documenté aussi bien pour le programme français des années 1970-1990 que pour les constructions récentes en Europe et aux États-Unis. Dans ce contexte, s'appuyer sur un effet de série positif constitue une hypothèse dont ni la théorie économique appliquée au secteur, ni le retour d'expérience historique ne permettent de justifier le bien-fondé. Il serait indispensable que RTE intègre au minimum une variante sans effet de série, et idéalement une variante reflétant la tendance historique à la hausse des coûts.

Sur la gradation des scénarios nucléaires, les options soumises à consultation restent trop peu différenciées. Un scénario de gel du nouveau nucléaire avec mise en cocon d'une partie du parc existant, et un scénario de relance modérée, deux nouveaux EPR plutôt que six, permettraient d'éclairer plus finement les arbitrages. Sur le scénario M0, nous prenons acte qu'un arrêt volontaire avant quarante ans des réacteurs en service est peu probable ; en revanche, une incapacité à prolonger le parc historique au-delà de cinquante ans tout en mettant en service de nouveaux réacteurs dans les délais annoncés constitue un risque au moins aussi probable que son inverse, et mérite d'être traité comme tel dans la prospective.

Sur les aides d'État, garanties, contrats pour différence et soutiens publics divers, leur omission dans la comparaison économique fausse la lisibilité du coût réel de chaque trajectoire pour la collectivité. Chaque mix de production devrait être étudié du point de vue de son coût global pour les finances publiques, en intégrant subventions et compensations de contrats pour différence selon différents scénarios d'évolution des prix de gros.

Sur la question du retraitement des combustibles usés à La Hague, elle devrait faire l'objet d'une analyse scénarisée spécifique, comparant la poursuite de l'activité avec les investissements de renouvellement massifs qu'elle implique, et l'arrêt, conforme au choix de la quasi-totalité des pays nucléarisés. À cela s'ajoute la question des déchets nucléaires, qui constitue un goulot d'étranglement industriel sévère : les piscines de stockage sont saturées, les constructions de nouveaux équipements sont au point mort, et la multiplication des projets, vont générer des investissements très conséquents, non budgétés à ce stade, dont l'acceptabilité locale est très faible. Elle impliquerait par ailleurs un quasi-doublage de la capacité du site d'enfouissement CIGÉO, non pris en compte dans les demandes réglementaires actuelles. Si l'analyse économique confirme l'absence d'avantage net du retraitement, les dizaines de milliards d'euros en jeu auraient certainement un effet bien plus direct sur le coût de l'électricité s'ils étaient investis dans l'électrification des usages.

Sur les SMR, l'association est sceptique quant à leur pertinence dans les trajectoires à horizon 2050. Aucun SMR commercial n'est en service dans un pays occidental comparable à la France. Les programmes les plus avancés ont accumulé des retards importants, les estimations de coûts ne montrent pas de compétitivité par rapport aux énergies renouvelables et au stockage, et l'acceptabilité d'un déploiement de petites tranches nucléaires sur le territoire, notamment pour des applications de cogénération nécessitant une proximité avec les consommateurs, reste très spéculative. Les volumes de 5 GW en 2050 relèvent d'une espérance davantage que d'une anticipation réaliste.

Sur la disponibilité des nouveaux réacteurs, une hypothèse de 75 % dans les premières années d'exploitation, portée à 80 % une fois la technologie maîtrisée, serait plus prudente que la valeur unique de 80 % retenue par RTE, au regard du retour d'expérience des premières années d'exploitation des EPR. Cette remarque vaut en particulier pour les scénarios où les nouveaux réacteurs seraient appelés à fonctionner en suivi de charge plutôt qu'en base.

Questions 18 : l'éolien terrestre

- **Quelles perspectives de développement de l'éolien terrestre sont envisageables selon vous ? Quels leviers seraient à activer pour atteindre des rythmes de développement dépassant 2 GW/an voire 3 GW/an ? Souhaiteriez-vous étudier certaines variantes de localisation ?**
- **Les hypothèses proposées par RTE vous conviennent-elles ? Quelles perspectives envisagez-vous sur les projets sujets au repowering ? Disposez-vous d'éléments permettant de juger de la pertinence de l'hypothèse de facteur de charge moyen du parc national d'éolien terrestre comprise entre 26 % et 28 % ?**

Réponse de l'association Énergies Renouvelables Pour Tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* considère que des rythmes de l'ordre de 2 à 3 GW par an d'éolien terrestre ne constituent pas un verrou industriel mais relèvent principalement de choix réglementaires et de planification. Du point de vue industriel, l'éolien terrestre est une technologie mature disposant de chaînes d'approvisionnement européennes capables de soutenir ces cadences. Un développement plus soutenu répond à un enjeu structurel : la complémentarité saisonnière avec le photovoltaïque, l'éolien produisant davantage en hiver, période de forte demande et de faible production solaire.

Pour atteindre des rythmes supérieurs à 2 GW par an, les principaux leviers à activer sont la réduction des servitudes militaires et météorologiques (grâce à un "partage du ciel" pertinent pour tous, et dans lequel la Défense prend en compte que la sécurité du pays intègre la souveraineté énergétique comme objectif) près de 70% du territoire étant actuellement indisponible, par des dispositifs de compensation technique et de modernisation des équipements de surveillance, analogues à ceux mis en œuvre avec succès en Allemagne. Des variantes de localisation priorisant les zones à fort gisement et à contraintes réduites, notamment dans les régions déjà équipées où le repowering est socialement accepté, nous paraissent pertinentes à étudier. Pourrait également être étudié des mécanismes dans les cahiers des charges (qui ont déjà été appliqué à la création du complément de rémunération) compensant les avantages/inconvénients des sites en matière de gisement (solaire ou venteux). Cela pourrait permettre une meilleure répartition des installations sur le territoire, ce qui peut favoriser l'adhésion, et peut être plus pertinent pour le réseau et le rapprochement de la production des sites de consommation.

Sur les hypothèses de RTE, l'évolution du facteur de charge de seulement deux points en vingt-cinq ans, portant le facteur moyen à 26-28%, nous paraît très conservatrice. Les données de WindEurope montrent que les nouveaux parcs en Europe atteignent couramment 30 à 45%. Des variantes ambitieuses sur le repowering, qui grâce à des simplifications administratives offrent des gains significatifs à partir de sites déjà acceptés socialement comme le projet Tout

vent en Charente-Maritime avec un facteur de charge de 40%, mériteraient d'être intégrées dans les hypothèses. Les actuelles contraintes de hauteur ont vocation à être réduites, comme le souligne le rapport Lévy-Tuot, et comme elles l'ont été ailleurs en Europe.

Plus globalement, RTE ne doit pas montrer de "défaitisme" sur le développement des énergies renouvelables : des scénarios "volontaristes" devraient conduire, comme chez nos voisins, à des réductions rapides des coûts par un desserrement des contraintes foncières, de hauteur ou de localisation.

Questions 19 : l'éolien en mer

- **Quelle capacité installée vous paraîtrait atteignable d'ici à 2050 ? Sous quelles conditions ? En particulier, quelles contraintes et quels leviers propres à chaque façade identifiez-vous pour atteindre la cible publique de 45 GW à 2050 (disponibilité des navires, existence de capacités portuaires adaptées, dimensionnement des chaînes d'approvisionnement, taille et localisation des parcs, puissance unitaire des machines, densité de machines au sein des parcs...) ?**
- **L'approche proposée pour le facteur de charge et la fourchette estimée vous paraît-elle pertinente ?**

Réponse de l'association Énergies Renouvelables Pour Tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* considère l'objectif de 45 GW à l'horizon 2050 comme atteignable, sous réserve d'une anticipation rigoureuse des contraintes industrielles et d'une planification spatiale cohérente sur l'ensemble des façades maritimes. La Méditerranée présente des opportunités importantes pour l'éolien flottant, avec des gisements de qualité à des distances relativement proches du rivage. Les acteurs industriels français comme BW Ideol, Ekwil, Nexans, ou les Chantiers de l'Atlantique disposent d'atouts reconnus dans ce domaine.

Les contraintes principales identifiées sont la disponibilité des navires d'installation spécialisés (surtout pour l'éolien en mer posé), le développement des capacités portuaires d'assemblage (surtout pour l'éolien en mer flottant), la production de composants de grande dimension et la disponibilité de câbles sous-marins dynamiques pour l'éolien flottant. La continuité de la concertation dans le temps est également un enjeu central, les délais de développement dépassant fréquemment dix à quinze ans. Ces très longs délais soulèvent une autre difficulté, celle de l'adéquation entre les propositions faites dans le cadre des appels d'offre, et la réalité technologique lors de la construction effective des parcs. Soit les propositions s'appuient prudemment sur l'existant et les choix faits s'avèrent ultérieurement sous-optimaux (par exemple, le parc de Saint-Nazaire et ses machines de 6 MW érigées alors qu'en Europe on installait généralement du 12 MW), soit à l'inverse le pétitionnaire remporte l'appel d'offre en faisant un pari sur les évolutions à venir (par exemple, des machines de 21 MW pour le parc

Bretagne-Sud), au risque que ces projections se révèlent aventureuses. Une solution à cette difficulté pourrait être qu'un organisme public réalise et soumette lui-même la demande d'autorisation environnementale, et que l'appel d'offre ne soit lancé qu'après, comme aux Pays-Bas. La loi ESSOC de 2018 et la loi APER de 2023 ont créé le principe de « permis enveloppe » mais il faudrait définir clairement l'entité publique chargée d'instruire ces études, et le doter des moyens nécessaires, pour qu'on puisse passer de la théorie à la pratique. Enfin, un renforcement de la connectivité électrique offshore dans une logique européenne, hubs en mer du Nord et peut-être demain en Méditerranée, interconnexions multi-pays, permettrait d'optimiser les investissements réseau. A ce titre, il pourrait être utile, pour baisser le coût de financement de ces infrastructures, d'en donner l'accès au Livret A, tout comme il est envisagé de le faire pour le nucléaire, dans un souci d'équilibre et de neutralité technologique largement prôné par le gouvernement de la France au niveau européen.

Sur le facteur de charge, la fourchette de 40-42% proposée par RTE nous semble conservatrice au regard des avancées technologiques attendues : ie turbines de 20 MW et plus, rotors plus grands. Nous suggérons de retenir une hypothèse centrale plus ambitieuse, de l'ordre de 50%, cohérente avec les facteurs de charge observés sur les parcs les plus récents en mer du Nord.

Questions 20 : le photovoltaïque

- **Quelles perspectives de développement (rythme, capacité installée atteignable d'ici 2050) vous paraissent envisageables pour les différents types d'installations (toitures, ombrières, parcs au sol avec ou sans tracker, et agrivoltaïsme) ? Quelles variantes de localisation vous paraîtraient pertinentes d'étudier ?**
- **Quels sont les sous-jacents à considérer sur le plan industriel pour la filière (possibilité de recyclage des panneaux en France, accent sur un type d'installations en particulier, développement d'usines de fabrication sur le territoire...) ?**

Réponse de l'association Energies Renouvelables Pour Tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* considère que le photovoltaïque est précisément la filière pour laquelle le passé ne constitue pas un bon guide du futur et pour laquelle la baisse des coûts a de façon continue été sous-estimée. Toutes les institutions de référence ont systématiquement sous-estimé sa baisse de coût : l'AIE projetait dans son WEO 2010 un coût PV pour 2030 qui était déjà dépassé à la baisse en 2014 ; le NREL ATB 2015 projetait pour 2050 un CAPEX de 1 500 USD/kW, ramené dans l'ATB 2024 à 700 USD/kW pour la même date, une révision à la baisse de 53 %. La trajectoire RTE pour 2050, avec un CAPEX projeté supérieur au coût mondial déjà observé en 2024, s'inscrit dans cette même tradition de prévisions conservatrices que les faits ont systématiquement démenties. En 2024, 580 GW

ont été installés dans le monde et la France a atteint 5,9 GW annuels. Les perspectives doivent être abordées segment par segment : le solaire en toiture comme socle structurel à fort niveau d'acceptabilité, les ombrières bénéficiant désormais d'obligations réglementaires, le solaire au sol à prioriser sur les terres dégradées, friches industrielles et agricoles ou terres agricoles non vivrières (en remplacement des agrocarburants par exemple), l'agrivoltaïsme grâce à une doctrine d'instruction stable et un cadre contractuel sécurisé. Il est réaliste de considérer que la France peut significativement et durablement dépasser les 5 GW par an, ce niveau restant très inférieur aux rythmes observés à l'échelle européenne. Des variantes de localisation priorisant les régions à fort ensoleillement et les zones à faible conflit d'usage avec l'agriculture productive durable nous paraissent pertinentes. Étant donné les atouts d'espace et d'ensoleillement français, un scénario volontariste de levée des plus fortes contraintes réglementaires pour le solaire au sol pourrait envisager un rythme de 10 à 15 GW par an, à des coûts compris entre 40 et 50 euros par MWh, avec une attention particulière au déploiement de grandes centrales au sol de plus de 50 MW, seules à même de fournir un socle de gigawattheures peu coûteux pour la grande industrie.

Sur la question de l'équilibre territorial entre éolien et solaire, nous souhaitons attirer l'attention sur un levier trop peu exploité : la colocalisation des deux filières, y compris via des appels d'offres neutres technologiquement qui compensent les avantages géographiques de ressource. Associer éolien et solaire sur un même site ou dans une même zone permet en effet de réduire très significativement, potentiellement de moitié, les besoins de raccordement au réseau, en lissant les profils d'injection et en optimisant l'utilisation des infrastructures existantes. Cela implique certes d'accepter des implantations dans des zones légèrement sous-optimales pour chacune des deux filières prise isolément, plus d'éolien dans le sud, plus de solaire dans le nord, mais le gain sur les coûts et les délais de réseau est de premier ordre par rapport à une logique de déploiement filière par filière.

Le raccordement constitue aujourd'hui un goulot d'étranglement majeur que les scénarios de RTE devraient traiter plus explicitement. La colocalisation du stockage sur les parcs, aussi bien pour les installations industrielles que pour les particuliers en autoconsommation, doit être favorisée afin de lisser l'injection et d'améliorer la valeur de l'électricité produite. Cela passe par une simplification des règles de raccordement, pour les projets neufs comme pour les parcs existants, permettant des raccordements de puissance plus modeste que la puissance maximale des parcs, donc moins coûteux et plus rapides à implanter.

Sur les hypothèses de rendement et de coûts des modules, nous observons que les modules photovoltaïques actuellement proposés par les principaux fournisseurs atteignent d'ores et déjà 25%. Ainsi, les hypothèses de baisses de coût à horizon 2050 correspondant au passage à des modules d'efficacité égale à 26% sont clairement trop conservatrices. Un raisonnement à 30% de rendement, valeur reconnue comme atteignable industriellement à horizon 10-15 ans est ainsi plus approprié.

En termes de coût, les hypothèses 2024 proposées par RTE semblent également très conservatrices, notamment au regard des baisses observées ces dernières années ayant permis de franchir à la baisse au niveau mondial le seuil des 10 c€/Wc. A horizon 2050, une hypothèse supérieure à cette valeur ne semblerait pas réaliste en particulier pour le scénario d'une chaîne de valeur encore localisée en Chine. Sur les sous-jacents industriels, nous rappelons que l'équipement "modules solaires" ne représente que 20% de l'investissement d'un projet solaire, la majeure partie de la valeur ajoutée étant déjà locale. La question de la relocalisation de la production de modules en Europe mérite d'être analysée honnêtement, en reconnaissant qu'une production plus locale pourrait se traduire par un renchérissement transitoire des coûts, hypothèse qui doit être explicitement testée.

Sur le facteur de charge, l'approche proposée par RTE (maintien à 14%-15%+) semble excessivement conservatrice: la baisse continue des prix de modules permettant de considérer une augmentation des ratio DC/AC, les progrès constants sur les cellules photovoltaïques et les onduleurs pour limiter l'impact de la température ambiante sur le productible, tout comme le développement des solutions avec trackers permettent dès à présent d'atteindre des facteurs de charge de l'ordre de 19% à 22% pour de nouvelles centrales dans le Sud de la France. Avec le repowering des parcs existants et la plus large diffusion de ces optimisations technico-économiques, un facteur de charge moyen de l'ordre de 17 à 18% à horizon 2050 semble donc réaliste.

Sur le recyclage, la France dispose d'une première capacité industrielle, mais celle-ci devra être fortement renforcée à mesure que les premières générations de panneaux arriveront en fin de vie. Cette anticipation est indispensable pour garantir la soutenabilité environnementale de trajectoires de déploiement élevées.

Questions 21 : filière hydro-électrique (hors station de transfert d'énergie par pompage)

- **Que pensez-vous d'une hypothèse de légère hausse de la puissance hydraulique installée (hors STEP) du même ordre que celle de l'étude précédente (~1 GW) ? Disposez-vous d'éléments permettant de justifier une éventuelle révision à la hausse de cette trajectoire ?**
- **Si oui, pouvez-vous préciser les perspectives de développement de capacités supplémentaires que vous jugez crédibles aux différents horizons étudiés (projets concrets, sites, type d'équipements, puissance, capacité de stockage, etc.) ?**

Réponse de l'association Energies Renouvelables Pour Tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* partage l'hypothèse de RTE d'un renforcement limité de la puissance hydraulique installée, de l'ordre de 1 GW supplémentaire à l'horizon 2050. Les contraintes environnementales et topographiques qui limitent le développement de

nouvelles capacités sont bien documentées, et une révision significative à la hausse de cette trajectoire ne nous paraît ni réaliste ni souhaitable.

Les perspectives crédibles de développement reposent essentiellement sur des opérations de suréquipement d'ouvrages existants, d'optimisation de centrales au fil de l'eau, de modernisation de turbines ou de valorisation d'ouvrages hydrauliques déjà présents. Ce sont des projets généralement de taille modeste mais cumulables. L'hydroélectricité hors STEP est par ailleurs particulièrement exposée aux effets du changement climatique, avec une évolution défavorable des régimes de précipitations et de la ressource nivale, moins dans le productible annuel global que dans sa saisonnalité et sa capacité à répondre aux besoins de flexibilité. L'enjeu principal réside donc davantage dans la sécurisation et l'adaptation du parc existant à un besoin accru de flexibilité, que dans son expansion.

Questions 22 : les bioénergies, les énergies marines et la géothermie

- **Que pensez-vous des hypothèses proposées par RTE concernant les bioénergies, les énergies marines et la géothermie ?**

Réponse de l'association Energies Renouvelables pour tous

Sur les bioénergies électriques, la proposition de RTE de revoir à la baisse le socle de capacités installées, de 2,3 GW à 1,3 GW en 2050, est cohérente avec la révision à la baisse des gisements de biomasse français et avec la priorité donnée à des usages plus difficiles à décarboner. Cette hypothèse semble par contre peut-être pessimiste si l'on intègre la possibilité d'avoir recours à de l'import de biomasse solide issue de l'industrie forestière, ou valorisant des coproduits (sciure). Nous réaffirmons notre réserve forte concernant l'importation de biomasse dans les ZNI, qui constitue une aberration économique et environnementale face aux alternatives renouvelables locales disponibles dans ces territoires.

Sur les énergies marines hors-éolien, l'hydrolien fait face comme toute nouvelle technologie à des freins structurels importants, coûts élevés, complexité technologique, gisements limités. Il en va de même pour les autres énergies renouvelables maritimes encore en phase d'expérimentation. Les perspectives prudentes retenues par RTE à 2050 sont justifiées par l'état actuel de maturité de la filière. Sur la géothermie profonde pour la production d'électricité, les zones favorables sont peu nombreuses en France et les contraintes géologiques et d'acceptabilité liées aux risques sismiques induits limitent les perspectives. Les hypothèses retenues par RTE sont équilibrées et correspondent à la réalité industrielle. Le développement expérimental de l'énergie osmotique peut être poursuivi mais à l'heure actuelle ne peut être intégré dans des projections réalistes.

La géothermie de surface, en tant qu'énergie thermique, est à prendre en considération dans les paramètres multi-énergies des scénarios et en tant qu'outil potentiel de régulation des courbes horaires de charge.

Questions 23 : cadrage des mix de production

- **Partagez-vous l'intérêt du cadrage proposé autour de l'étude de cinq principales configurations de mix ?**
- **Partagez-vous l'intérêt de reconduire l'approche consistant à analyser les différents croisements possibles entre consommation et mix de production ?**

Réponse de l'association Energies Renouvelables pour tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* partage l'intérêt d'étudier cinq configurations contrastées de mix de production. Cette diversité est nécessaire pour documenter les implications techniques, économiques et environnementales des différentes trajectoires et pour alimenter un débat public éclairé.

Nous soutenons pleinement l'approche consistant à analyser les différents croisements possibles entre trajectoires de consommation et mix de production. Elle permet d'éviter des conclusions trop dépendantes d'une seule configuration et de mettre en évidence les robustesses et fragilités propres à chaque trajectoire.

Globalement cependant, la configuration N4 nous semble caricaturales, surtout à l'horizon 2050 et répondant plus à des considérations politiques que techniques. N4 pourrait être abandonné, ou revu à la baisse sur les SMR et le nombre d'EPR2.

Questions 24 : le mix M0

- **La configuration proposée dans ce mix vous paraît-elle pertinente ? Vous semble-t-il pertinent de croiser ce mix avec l'ensemble des trajectoires de consommation, en particulier avec les trajectoires de consommation les plus élevées ?**
- **Que pensez-vous des niveaux de développement des capacités renouvelables envisagées et de la répartition entre les filières renouvelables ?**
- **Selon vous, quelles sont les conditions ou les leviers requis pour atteindre les capacités envisagées dans ce mix de production ? Faut-il activer des leviers spécifiques pour atteindre ces capacités de production renouvelable ?**

Réponse de l'association Énergies Renouvelables Pour Tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* considère que la configuration M0, reposant sur 100% de renouvelables à partir de 2050, mérite d'être étudiée avec rigueur (notamment sur les coûts et les avancées technique, systématiquement sous estimées dans le document de 2021). Les avancées réalisées dans les technologies de stabilité du système convertisseurs grid-forming déployés à grande échelle (notamment en Australie), gestion dynamique des réserves, stockage massif ont significativement réduit les incertitudes techniques. Ce mix soulève des défis importants en termes de rythme de déploiement et de besoins de flexibilité, mais ces défis sont quantifiables. C'est un scénario qui pourrait devenir incontournable si les paris technologiques de la prolongation des réacteurs nucléaires historiques au-delà du raisonnable d'une part, et de la filière EPR2 non technologiquement mature d'autre part, échouaient. Il est pertinent de le croiser avec l'ensemble des trajectoires de consommation, y compris les plus élevées, afin de tester sa faisabilité dans différentes configurations.

Les niveaux de développement envisagés de 275 GW de photovoltaïque, 110 GW d'éolien terrestre, 60 GW d'éolien en mer pour 850 TWh sont ambitieux mais cohérents avec les rythmes observés dans d'autres pays européens rapportés à la taille de la France. La répartition entre filières nous paraît raisonnable. Les leviers à activer sont principalement réglementaires : libération des zones sous servitudes, simplification des procédures, facilitation de l'hybridation ou la colocalisation, entre technologies et avec les batteries, sur un même point de raccordement réseau, visibilité long terme pour les investisseurs et développement d'une filière de formation professionnelle adaptée aux volumes requis...

Questions 25 : le mix M2

- **Que pensez-vous des niveaux de développement des capacités renouvelables envisagés et la répartition entre les filières renouvelables ?**
- **Selon vous, quelles sont les conditions ou les leviers requis pour atteindre les capacités envisagées dans ce mix de production ?**
- **Pensez-vous utile de prévoir des variantes sur le panachage entre les filières renouvelables ?**

Réponse de l'association Energies Renouvelables pour tous

Le mix M2, associant développement des renouvelables et prolongation du parc nucléaire existant jusqu'à sa limite de sûreté, constitue une configuration intermédiaire utile. Nous partageons l'intérêt de l'étudier, mais rappelons notre réserve sur les hypothèses de prolongation de l'ensemble du parc nucléaire existant jusqu'à 60 ans et au-delà. Il est d'ailleurs singulier que les questions posées sur la faisabilité porte sur les renouvelables et pas sur le pari industriel de la prolongation des réacteurs.

L'hypothèse de base retenue pour les scénarios N1, N2 et N3 de 41 GW de nucléaire du parc actuel, est semble-t-il celle d'une prolongation de la totalité du parc existant jusqu'à un peu plus de 65 ans de fonctionnement, ce qui paraît exagérément spéculatif.

Selon notre propre évaluation, basée sur les dates de mise en service commercial, l'hypothèse d'une extension de l'ensemble du parc à 60 années de fonctionnement conduit à estimer la puissance disponible en 2050 à 15,6 GW seulement (vs. 38,6 GW pour 65 ans). La différence illustre bien l'importance de l'effet falaise... et le risque de rupture d'approvisionnement encouru si les renouvelables ne sont pas déployées assez rapidement et que la prolongation espérée de tous les réacteurs s'avère impossible. Cet effet falaise pourrait être réduit par l'utilisation qui viennent de la mise sous cocon de certains réacteurs.

Les niveaux de développement des capacités renouvelables envisagés, 45 GW d'éolien en mer, 80 GW d'éolien terrestre, 175 GW de solaire pour 850 TWh, sont ambitieux mais atteignables avec les leviers réglementaires appropriés. Les conditions requises sont les mêmes que pour M0, mais avec des rythmes moins dynamiques du fait de l'apport du nucléaire existant prolongé. Des variantes sur le panachage entre filières renouvelables nous paraissent pertinentes, notamment pour maximiser la complémentarité saisonnière entre éolien et solaire et minimiser les besoins de stockage inter saisonnier.

Questions 26 : le mix N1

- **La configuration proposée dans ce mix vous paraît-elle pertinente ? Que pensez-vous du rythme de développement du nouveau nucléaire et en particulier du fait de considérer la construction d'EPR 2 au-delà des 3 premières paires du programme NNF ?**
- **Que pensez-vous des niveaux de développement des capacités renouvelables envisagés et la répartition entre les filières renouvelables ?**
- **Selon vous, quelles sont les conditions ou les leviers requis pour atteindre les capacités envisagées dans ce mix de production ?**

Réponse de l'association Energies Renouvelables pour tous

Le mix proposé par le scénario N3 se rapproche le plus des ambitions gouvernementales actuelles. La configuration est pertinente pour documenter les implications d'une relance nucléaire moyenne, une prolongation importante des vieux réacteurs, couplées à un développement des énergies renouvelables inférieur à celui de nos voisins.

Nous restons très réservés à la fois sur la prolongation à 60 ans et au-delà de la totalité du parc nucléaire existant et sur la capacité à mettre en service 8 EPR2 d'ici 2050 en plus des 3 paires annoncées dans les délais et aux coûts annoncés. Le fait de considérer la construction d'EPR2 au-delà des 3 premières paires suppose une montée en cadence industrielle dont la réalisation dépend de la réussite des premières paires. Par ailleurs comme déjà expliqué dans le cadre de la question 17, nous sommes sceptiques sur la capacité de la filière nucléaire à délivrer de vrais effets d'échelles et la réduction des coûts annoncés par RTE de 15 % en comparaison avec les 6 premiers EPR2. Par ailleurs, en termes de calendrier un décalage de plusieurs années est un scénario probable, et ses implications sur la sécurité d'approvisionnement devraient être documentées. Les niveaux de développement renouvelable envisagés sont moins ambitieux et sont réalistes à condition d'activer les mêmes leviers réglementaires que pour M0 et M2. Ces niveaux ne permettraient pas de compenser l'échec éventuel des paris industriels de la prolongation des réacteurs et du nouveau nucléaire.

Questions 27 : le mix N3

- **La configuration proposée dans ce mix vous paraît-elle pertinente ? Que pensez-vous du rythme de développement du nouveau nucléaire ? Ce rythme vous semble-t-il accessible ?**
- **Que pensez-vous des niveaux de développement de nouvelles capacités nucléaires atteints ? Selon vous, quelles sont les conditions ou les leviers requis pour atteindre les capacités envisagées dans ce mix de production ?**

Réponse de l'association Energies Renouvelables pour tous

Le mix N3, reposant, outre la prolongation à 65 ans au moins de la totalité du parc actuel (voir notre commentaire à propos du mix N0), sur la construction 14 EPR2 et 2 GW de SMR en 2050, implique des rythmes de construction que nous considérons comme hors d'atteinte dans les délais requis. Ce mix est utile comme borne haute du nucléaire pour l'analyse comparative, mais nous insistons sur l'importance de documenter précisément les risques de dérive de coûts et de calendriers, et leur implications sur les risques de rupture d'approvisionnement et sur le coût complet du système.

Les conditions requises pour atteindre ces capacités, une paire tous les deux ans à partir de 2038 impliquent une organisation industrielle, une disponibilité des ressources humaines spécialisées et une maîtrise des chantiers qui vont très au-delà de ce que la filière a démontré récemment - et de ce qu'elle-même suggérerait faisable encore récemment. Les implications pour la gestion des déchets radioactifs, le financement de CIGEO et l'aval du cycle, des investissements publics très lourds en période de contrainte budgétaire, méritent également une analyse approfondie.

Les niveaux très peu ambitieux de développement des renouvelables ne permettraient pas de compenser l'échec éventuel des paris industriels de la prolongation des réacteurs et du nouveau nucléaire et mettraient donc en risque important la souveraineté énergétique du pays.

Questions 28 : le mix N4

- **Que pensez-vous de la proposition de RTE d'ajouter un tel mix à l'étude ? Cette configuration vous paraît-elle pertinente ? Que pensez-vous de l'hypothèse retenue sur les renouvelables pour ce mix ?**
- **Selon vous, la construction d'un tel mix doit-elle reposer sur la même hypothèse de prolongation du parc nucléaire existant que les autres mix (hors M0), afin d'assurer leur comparabilité ?**
- **Que pensez-vous de ces niveaux de développement de nouvelles capacités nucléaires ? Selon vous, quelles sont les conditions ou leviers requis pour atteindre les capacités envisagées dans ce mix ?**

Réponse de l'association Energies Renouvelables pour tous

L'association Énergies Renouvelables Pour Tous s'interroge sur la décision de RTE d'inclure le mix N4 à la demande de certaines parties prenantes. Mettre un tel scénario à l'étude est une chose ; le publier en est une autre, dans la mesure où la publication d'un scénario vaut reconnaissance implicite de sa crédibilité technico-économique. Or nous contestons précisément cette crédibilité : pour couvrir 850 TWh, ce mix nécessiterait 40 EPR2 et 5 GW de SMR, soit des rythmes de mise en service hors de portée de tout programme industriel crédible à horizon 2050. Cette configuration peut à la rigueur être utile pour documenter les limites industrielles d'un système reposant quasi-exclusivement sur le nucléaire, mais elle ne devrait pas figurer au même rang que les scénarios dont la faisabilité est établie.

Si RTE entend néanmoins donner suite à la demande d'étude d'un scénario N4, la cohérence et l'équilibre de l'exercice exigent qu'il en fasse autant pour un scénario N2 de relance modérée, reposant sur 4 EPR2 en 2050, assorti de ses variantes — avec ou sans mise en cocon du parc existant, avec poursuite ou abandon du retraitement et non-renouvellement des installations de l'aval du cycle. Ce ne serait pas seulement une concession aux différentes parties prenantes : ce serait une contribution analytique utile au débat, d'autant plus justifiée que l'évolution respective des coûts du nucléaire et des énergies renouvelables depuis l'annonce du programme de Belfort renforce la pertinence d'explorer une trajectoire nucléaire plus modeste.

Après les avoir étudiés, il appartiendrait à RTE de décider de leur publication selon leur crédibilité économique et industrielle — et, en cas de non-publication, d'en justifier publiquement les raisons

Par ailleurs, le scénario N4 implique l'arrêt du développement éolien après 2030 et non-renouvellement des parcs existants, conduit à un déficit de production considérable entre 2030 et les premières mises en service d'EPR2 à partir de 2038. Ce risque de sécurité d'approvisionnement devrait être présenté comme un facteur de disqualification partielle de cette configuration pour les niveaux de consommation les plus élevés.

Pour assurer la comparabilité des mix, la même hypothèse de prolongation du parc nucléaire existant devrait être retenue dans N4 comme dans les autres mix hors M0. Sur les conditions requises, elles dépassent très largement les capacités industrielles actuellement projetées par la filière nucléaire, même avec les hypothèses les plus optimistes.

Par ailleurs, comme évoqué à la question 17, il nous semble qu'un scénario de gel du nouveau nucléaire avec mise en « cocon » du parc existant, et un scénario de relance modérée (quatre nouveaux EPR plutôt que six ou quatorze) permettraient de sortir d'une alternative trop binaire et d'éclairer plus finement les arbitrages à réaliser. Il conviendrait également de faire figurer les aides d'État, garanties, contrats pour différence, soutiens publics divers, dans la comparaison économique de tous les scénarios. Leur omission fausse la lisibilité du coût réel de chaque trajectoire pour la collectivité.

Enfin, la question du retraitement des combustibles usés à La Hague devrait faire l'objet d'une analyse scénarisée spécifique : poursuite avec les investissements de renouvellement massifs qu'elle implique, ou arrêt, conformément au choix de la quasi-totalité des pays nucléarisés. Si cette analyse confirme l'absence d'avantage économique net notamment en termes d'investissement public à mobiliser d'ici à 2050 du retraitement en période de contrainte budgétaire importante, les dizaines de milliards d'euros en jeu auraient certainement un effet bien plus direct sur le coût de l'électricité s'ils étaient investis dans l'électrification des usages.

Volet B — Modélisation du fonctionnement du système électrique

Questions 29 : la prise en compte du climat

- **Avez-vous des remarques sur l'utilisation de la PECD comme base climatique ?**
- **Que pensez-vous du choix de privilégier le SSP2 4.5 comme référence, et de réaliser des analyses de sensibilité avec le SSP3 7.0 ?**
- **Quels phénomènes climatiques extrêmes vous semblerait-il pertinent d'étudier d'un point de vue de l'impact sur le système électrique ?**

Réponse de l'association Energies Renouvelables Pour Tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* approuve l'utilisation de la base de données PECD comme référence climatique. L'approche multi-modèles basée sur six modèles climatiques CMIP6 constitue une avancée méthodologique significative, permettant une meilleure quantification des incertitudes associées aux projections climatiques.

Le choix de SSP2-4.5 comme scénario de référence, cohérent avec la TRACC, nous paraît pertinent pour la planification centrale. L'analyse de sensibilité avec SSP3-7.0 est bienvenue pour documenter les implications d'une trajectoire d'émissions plus dégradée. Ces deux scénarios couvrent l'essentiel de l'espace d'incertitude pertinent pour les décisions de planification.

Sur les phénomènes climatiques extrêmes à étudier, nous recommandons tout particulièrement les situations combinant faible production renouvelable et forte demande, comme les épisodes de « dunkelflaute » (vent faible et faible ensoleillement simultanés) en hiver, les vagues de chaleur prolongées réduisant simultanément la disponibilité du nucléaire fluvial et augmentant la demande de climatisation, et les sécheresses affectant la ressource hydraulique et les besoins en eau de refroidissement des centrales thermiques et nucléaires.

Nous pensons également que deux risques nous semblent devoir faire l'objet d'une attention prioritaire. D'une part, le risque de submersion des sites nucléaires littoraux. Le cas de Gravelines est emblématique : ce site, qui concentre à lui seul près de 5,4 GW de capacité installée, est exposé à un risque de cumul qui ne peut être traité comme une simple variante avec une montée tendancielle du niveau de la mer et la surcote de tempête et cycles de marées de vive-eau qui peuvent se combiner dans des configurations rares mais à conséquences potentiellement catastrophiques pour la sûreté et la disponibilité du parc. La probabilité de ces événements combinés augmentera mécaniquement avec la montée des eaux. Au-delà des événements climatiques extrêmes directement mesurables, l'ASNR identifie une catégorie de risques plus diffuse mais potentiellement tout aussi paralysante : celle des perturbations

environnementales qui, sans affecter directement les installations nucléaires, en empêchent le fonctionnement normal. L'accumulation de journées très chaudes réduit les capacités de prélèvement dans les fleuves utilisés pour le refroidissement, au premier rang desquels le Rhône et la Loire. Mais des phénomènes plus inattendus peuvent immobiliser simultanément l'ensemble des réacteurs d'un même site : en août 2025, une prolifération de méduses obstruant les filtres des stations de pompage a provoqué l'arrêt automatique de quatre des six réacteurs de Gravelines ; en janvier 2026, la tempête Goretti a mis à l'arrêt l'intégralité du site de Flamanville pendant près de trois semaines, les embruns salins ayant endommagé les équipements électriques du poste haute tension et déclenché une cascade d'incidents sur les systèmes auxiliaires. Ce type d'aléa, par nature difficile à anticiper et à modéliser, mérite d'être intégré explicitement dans les hypothèses de disponibilité retenues par RTE pour le parc nucléaire, en particulier dans un contexte de dérèglement climatique qui en accroît la fréquence et l'intensité. Une analyse explicite de ce risque cumulatif d'événements climatiques, à chacun des horizons de l'étude et pour les différents scénarios climatiques envisagés, est indispensable à la robustesse de l'exercice. D'autre part, les tensions sur la ressource en eau dans la vallée du Rhône constituent un risque systémique sous-estimé. La disponibilité des centrales nucléaires rhodaniennes est directement conditionnée par les débits et les températures du fleuve. Or l'intensification des étiages estivaux crée une situation d'arbitrage de plus en plus aigu entre plusieurs usages concurrents : refroidissement des réacteurs, irrigation agricole, alimentation en eau potable et besoins des écosystèmes aquatiques. L'agence de Bassin Rhône Méditerranée Corse a déjà évalué à plus de 2°C le réchauffement des eaux du Rhône, pour moitié du fait du réchauffement global, pour l'autre moitié du fait des rejets des centrales nucléaires présentes sur son cours. À cela s'ajoute une dimension transfrontalière : la gestion du Rhône implique des accords avec la Suisse sur les débits en amont, qui pourraient être remis en tension dans un contexte de raréfaction généralisée de la ressource et la fin anticipée des glaciers des Alpes. Ces arbitrages sur l'usage de l'eau, aujourd'hui déjà perceptibles lors des étés caniculaires, pourraient devenir des contraintes structurelles pesant sur la disponibilité effective du parc nucléaire à l'horizon 2050 et au-delà, précisément aux moments où les besoins électriques liés à la climatisation seront les plus élevés. RTE doit modéliser explicitement ces contraintes notamment sur des horizons plus lointains que le cadre strict de cette étude (il faut aller au-delà de 2050 ie 2100) et ne pas les reléguer au rang de simples analyses de sensibilité. Ceci notamment parce que les nouveaux EPR opéreraient majoritairement au-delà de 2050 et au moins jusqu'en 2100.

Questions 30 : la méthodologie de détermination des bouquets de flexibilité

- **Avez-vous des remarques sur la méthodologie proposée pour déterminer les bouquets de flexibilité nécessaires aux besoins du système électrique ?**

Réponse de l'association Énergies Renouvelables Pour tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* partage la méthodologie proposée pour la détermination des bouquets de flexibilité par optimisation économique. Cette approche garantit une cohérence entre les besoins du système et les solutions retenues, et permet des comparaisons homogènes entre configurations de mix.

Nous soutenons vivement la variante intégrant un volume plus important de batteries. Les données récentes sur les coûts des batteries et leur déploiement mondial, 13 GW en Californie, 7,5 GW en Australie, suggèrent que les systèmes à grande échelle pourraient jouer un rôle beaucoup plus important que ne le prévoient les hypothèses centrales. Nous recommandons de tester des volumes allant jusqu'à 30 à 50 GW de batteries stationnaires dans certaines configurations, avec des durées de stockage croissantes jusqu'à six ou huit heures, en cohérence avec les projets commerciaux qui émergent déjà à cette échelle.

Questions 31 : les flexibilités de la demande

- **Etes-vous en phase avec les leviers de flexibilité de consommation identifiés et les hypothèses proposées (se référer aux annexes pour des éléments plus détaillés) ?**
- **En particulier, sur la production d'hydrogène par électrolyse, partagez-vous les hypothèses de développement des infrastructures de stockage et d'hydrogène et les facteurs de charge proposés ?**

Réponse de l'association Énergies Renouvelables Pour tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* est globalement en phase avec les leviers de flexibilité de consommation identifiés et les hypothèses proposées. Nous insistons particulièrement sur le potentiel des véhicules électriques, qui représentent à la fois un levier de flexibilité temporelle majeur via la recharge pilotée, et un levier de stockage diffus via les technologies vehicle-to-grid qui se développent rapidement. À horizon 2050, avec plusieurs dizaines de millions de véhicules électriques, la capacité énergétique cumulée des batteries embarquées pourrait dépasser celle des infrastructures de stockage stationnaire existantes.

Sur la production d'hydrogène par électrolyse, les hypothèses de développement des infrastructures de stockage salin nous semblent prudentes et justifiées. La réalisation de 75%

de la production connectée à des stockages salins suppose un développement d'infrastructures dont les contraintes géographiques, notamment l'éloignement de certaines zones de production de l'ouest de la France des sites de stockage salin, sont bien identifiées. Ces hypothèses constituent une base raisonnable, sous réserve que les investissements dans les réseaux et stockages d'hydrogène soient effectivement engagés dans les délais requis.

Questions 32 : le stockage d'électricité

- **Quel potentiel de STEP hydrauliques (en puissance, capacité de stockage) vous semble-t-il raisonnable de retenir à l'horizon 2050 ? Pour quelles conditions et localisations ?**
- **Avez-vous des remarques sur les hypothèses proposées pour les batteries (rendement de 80-85%, durées de stock de quelques heures...) ?**
- **Voyez-vous d'autres formes de stockage susceptibles de jouer un rôle significatif dans l'équilibrage du système électrique en 2050 (CAES, BESS de longues durées, autres technologies moins matures mais pouvant se développer à moyen terme...) ?**

Réponse de l'association Energies Renouvelables pour tous

Sur le potentiel des STEP hydrauliques, nous partageons la prudence de RTE. Les contraintes géographiques, environnementales et d'acceptabilité sont structurelles et ne permettent pas d'envisager un développement très supérieur aux 3,5 GW supplémentaires proposés. Les hypothèses ambitieuses de certains acteurs, jusqu'à 30 GW, ne nous semblent pas suffisamment documentées au regard de ces contraintes réelles. Les conditions les plus favorables sont les massifs montagneux avec des dénivelés importants et des sites peu impactant pour les écosystèmes, ce qui limite intrinsèquement les perspectives à quelques sites bien identifiés.

Sur les batteries, les hypothèses de coûts nous semblent encore trop conservatrices. Les données récentes de BloombergNEF indiquent des coûts moyens de 105 dollars par kilowattheure en 2025, avec des technologies LFP atteignant 80 dollars. Ces valeurs sont inférieures aux hypothèses de RTE pour 2030. Le rendement de 80-85% est cohérent avec les performances actuelles. Sur les durées de stockage, nous recommandons de tester explicitement des systèmes à six et huit heures, qui correspondent à des projets commerciaux déjà en développement.

Sur les autres formes de stockage, les technologies CAES, LAES et les batteries à flux redox pourraient présenter un intérêt technique pour des durées de stockage plus longues, mais leur maturité économique reste insuffisante. Des analyses de rentabilité comparative sont utiles

pour documenter le moment auquel ces technologies pourraient devenir pertinentes. Le power-to-hydrogen-to-power présente des rendements inférieurs à 30%, et doit donc être envisagé comme complément marginal de leviers plus efficaces pour faire face à des périodes critiques.

Questions 33 : le thermique à flamme

- **Avez-vous des préconisations concernant le choix du combustible à utiliser pour les centrales thermiques ou sur les critères permettant d'opérer ce choix ?**
- **Avez-vous des hypothèses à partager concernant les capacités de stockage d'hydrogène (en énergie et en puissance) et qui pourraient conditionner ce choix ?**

Réponse de l'association Energies Renouvelables pour tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* partage les interrogations de RTE sur le choix du combustible pour les centrales thermiques de pointe. L'option de la boucle power-to-hydrogen-to-power présente des rendements globaux très faibles et repose sur des capacités de stockage massives dont l'adéquation avec les gisements disponibles reste incertaine. Cette solution devrait donc être envisagée de manière complémentaire à des leviers de flexibilité plus efficaces.

Le recours au biométhane et/ou des carburants liquides d'origine biologique comme alternative mérite d'être documenté, en intégrant les contraintes sur les gisements et les enjeux de compétition avec d'autres usages. Les centrales de renfort durant les Dunkelflaute ne seront d'ailleurs pas toutes des turbines à combustibles. Des groupes Diesel ont des coûts d'investissement plus faibles et des temps démarrages bien plus courts, et un rendement élevé y compris à charge partielle, supérieur à celui des TAC (hors CCGT, que le très faible taux de charge de ces instruments de pointe déconseille). Pour les critères permettant d'opérer le choix du combustible, nous recommandons de retenir un classement hiérarchique intégrant l'efficacité énergétique globale du cycle, la disponibilité des ressources, le coût complet et les émissions résiduelles. Sur les capacités de stockage d'hydrogène, le gisement estimé à 10 TWh dans les cavités salines françaises constitue une contrainte réelle qui doit être explicitement intégrée dans l'analyse. Le recours possible à la biomasse solide importée issue du recyclage/de coproduits de l'industrie forestière, dans le cas de ressource gérées durablement pourraient aussi être envisagé mais avec une vigilance sur les volumes.

La conversion de l'hydrogène en ammoniac dont certains industriels étudient l'usage dans des turbines à combustion ou des groupes diesel pour le secteur maritime, facilement stocké en surface dans des réservoirs réfrigérés à proximité immédiate des capacités de renfort, pourrait

être envisagée, au minimum dans les régions éloignées des formations salines pouvant accueillir des stockages d'hydrogène. Des synergies existent avec la production d'ammoniac à des fins industrielles (engrais, explosifs, etc.). Il conviendra de suivre la démonstration de la réalité industrielle de ses solutions en cours de développement.

Questions 34 : les hypothèses sur les systèmes électriques européens

- **Avez-vous des remarques ou propositions sur la construction des hypothèses concernant les systèmes électriques européens ?**
- **Quelles variantes vous semblent importantes à tester ?**

Réponse de l'association Énergies Renouvelables Pour Tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* approuve l'enrichissement de la modélisation du système électrique européen, avec un périmètre élargi à 35 pays. Cette extension permet une meilleure représentation des flux d'échanges et des phénomènes de foisonnement entre pays, déterminants pour la sécurité d'approvisionnement française.

Parmi les variantes à tester, nous soulignons l'importance de la variante portant sur un système européen avec un mix de production significativement différent, notamment avec une part plus élevée d'éolien dans certains pays voisins, susceptible d'engendrer volumes importants d'importations d'électricité. La variante portant sur la non-atteinte des objectifs climatiques à l'échelle européenne mériterait également d'être étudiée, car elle conditionne les signaux de prix sur les marchés de l'électricité et du CO₂. Nous recommandons aussi de tester une variante intégrant un développement accéléré des hubs offshore en mer du Nord, conformément aux annonces récentes (26 janvier à Hambourg), qui modifierait sensiblement la valeur des interconnexions françaises. Il est intéressant de noter que les énergies renouvelables représentent un facteur d'intégration de l'Union européenne.

Questions 35 : les hypothèses de développement des interconnexions

- **Partagez-vous la proposition de RTE de revoir à la baisse les hypothèses de développement des interconnexions pour tenir compte des enseignements du SDDR et des besoins de renforcement préalable du réseau interne français ?**
- **Partagez-vous la proposition de RTE d'analyser les frontières sur lesquelles le développement des interconnexions est le plus pertinent après renforcement du réseau interne ?**

Réponse de l'association Énergies Renouvelables Pour Tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* partage les enseignements du SDDR 2025 qui montrent effectivement que certains renforcements préalables sont nécessaires pour accueillir de nouvelles capacités d'échange aux frontières qui semblent indispensables de développer.

Nous partageons également l'intérêt d'analyser les frontières sur lesquelles le développement apporte le plus de valeur. Les interconnexions vers la péninsule ibérique, dont les ressources solaires et éoliennes sont particulièrement abondantes et complémentaires au profil français, méritent d'être analysées en priorité. La connexion vers les futures capacités offshore en mer du Nord via des liaisons multi-pays constitue également un enjeu stratégique majeur pour l'intégration du marché électrique européen.

Questions 36 : cadrage des analyses techniques

- **Partagez-vous les principes proposés pour l'analyse technique et notamment le cadrage en quatre blocs thématiques (sécurité d'approvisionnement, réserves opérationnelles, stabilité, réseaux) ? Identifiez-vous d'autres problématiques techniques à étudier ?**
- **Avez-vous des remarques ou contributions à partager permettant d'enrichir l'analyse technique des scénarios ?**

Réponse de l'association Énergies Renouvelables Pour Tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* partage les principes proposés pour l'analyse technique, organisée en quatre blocs complémentaires. Ce cadrage est cohérent avec les enjeux actuels du système électrique français.

Sur la stabilité du système, nous attirons l'attention sur les enseignements du rapport du panel d'experts ENTSO-E sur le black-out ibérique du 28 avril 2025. Ce rapport identifie comme cause racine un réglage insuffisant de la tension du système en Espagne, et non un manque d'inertie. Cette conclusion est importante car elle suggère que les enjeux de stabilité des systèmes à

forte pénétration renouvelable sont gérables avec les technologies disponibles dès lors qu'une attention suffisante est portée aux modalités d'exploitation. L'actualisation des analyses techniques devrait intégrer explicitement ces enseignements et documenter les investissements nécessaires pour chaque configuration de mix.

Sur les réseaux, nous recommandons de distinguer clairement les investissements de renouvellement liés au vieillissement du réseau existant, les investissements liés à l'adaptation climatique, et les investissements spécifiquement induits par les évolutions du mix, afin d'éviter toute attribution excessive à une seule filière.

Volet C — Analyses transverses des scénarios

Questions 37 : cadrage des analyses économiques

- Avez-vous des remarques sur la méthodologie d'évaluation du coût complet du système électrique et sur les axes d'approfondissements proposés (décomposition fine des coûts, identification des retombées économiques pour la France, analyse de la compétitivité-coût de l'électricité pour l'industrie, analyse du coût total de la transformation des usages associée à la décarbonation) ?
- Que pensez-vous des hypothèses de coûts proposées pour les technologies (y compris décomposition des coûts par composantes et projections d'évolution) ? Quelles hypothèses de répartition et variantes sur l'origine géographique des approvisionnements vous semble à considérer ?
- Que pensez-vous des hypothèses proposées en matière de coût du capital ?
- Identifiez-vous des leviers de maîtrise des coûts de l'électricité à tester dans l'analyse ?
- Pour l'analyse de compétitivité de l'industrie au niveau international, quels sont selon vous les secteurs prioritaires et les régions du monde auxquelles se comparer ?
- Pour l'analyse du coût total de la décarbonation, sur quels secteurs et usages faut-il concentrer l'analyse selon vous ? Avez-vous des données sur les coûts unitaires des différentes actions de décarbonation considérées ?

Réponse de l'association Énergies Renouvelables Pour Tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* approuve la reconduction de la méthodologie d'évaluation en coût complet du système électrique. Nous saluons les approfondissements proposés, notamment la décomposition fine des coûts, l'identification des retombées économiques pour la France et l'analyse du coût total de la transformation des usages.

Sur les hypothèses de coûts des technologies, l'analyse faite par l'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* est donnée ci-dessous.

1. Synthèse des constats

La comparaison systématique des hypothèses retenues par RTE dans le fichier de consultation publique 2026 (onglets « Coûts hors nucléaire » et « Mix de production – 2050 ») avec les sources internationales de référence (Agence internationale de l'énergie (AIE), Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), National Renewable Energy Laboratory (NREL), BloombergNEF (BNEF), Centre commun de recherche de la Commission européenne

(JRC), Lazard, ADEME et Lawrence Berkeley National Laboratory) fait apparaître un conservatisme significatif des projections RTE pour quasiment toutes les filières renouvelables non nucléaires, sur les trois grandeurs structurantes qui le coût de production de l'électricité.

Ce conservatisme s'exprime à plusieurs niveaux qui se cumulent dans le même sens :

- Sur les CAPEX en niveau : RTE retient pour 2050 des CAPEX qui, dans plusieurs cas, sont supérieurs aux coûts déjà observés en 2024 comme c'est notamment le cas du PV au sol, des batteries de stockage et de l'éolien en mer.
- Sur l'apprentissage français des coûts soft : RTE applique le même CAPEX 2050 à tous les scénarios, indépendamment des volumes installés. Si la France ne peut pas seule influencer les coûts mondiaux des modules, en revanche les coûts hors composants (développement, installation, BoS électrique, structures, OPEX d'exploitation) qui représentent plus de 70 % du CAPEX PV au sol bénéficient d'un apprentissage industriel et organisationnel propre aux scénarios à fort déploiement (taille des projets, simplification réglementaire, professionnalisation O&M, baisse des coûts de financement). RTE ne capte pas cet effet d'échelle français.
- Sur les coûts opérationnels (OPEX) : RTE applique l'évolution centrale uniquement au seul poste « O&M » ou « maintenance », laissant les autres postes (location, frais divers) constants. La décroissance effective de l'OPEX total est ainsi limitée à -6 à -10 % sur 26 ans selon les filières. Pour les batteries, RTE retient explicitement une évolution nulle sur l'OPEX total à 2050.
- Sur les facteurs de charge : RTE retient des valeurs identiques quel que soit le scénario (M0 à N4), sans tenir compte ni des progrès technologiques attendus à 2050, ni de l'effet de saturation des meilleurs sites en cas de forte pénétration énergies renouvelables.

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* propose en section 5 des contre-propositions chiffrées et des cibles 2050 ambitieuses pour les cinq filières structurantes (photovoltaïque, batteries de stockage, éolien terrestre, éolien en mer posé, éolien en mer flottant), fondées sur l'expérience opérationnelle de la filière française et européenne et systématiquement ancrées dans les benchmarks internationaux les plus récents (AIE, NREL, IRENA, JRC, BNEF). Ces cibles, synthétisées en section 5.8, conduisent à une réduction du coût de production de l'électricité projeté jusqu'à plus de plus 50 % par rapport aux hypothèses RTE pour certaines filières, susceptible de modifier l'équilibre comparatif entre les scénarios M0/M2 et N3/N4. La présente note intègre également une précaution méthodologique sur l'unité (kW vs kWc) utilisée par RTE et un constat de prudence concernant le retournement récent du marché mondial des modules photovoltaïques (fin des remboursements de TVA chinois en avril 2026, flambée du prix de l'argent, consolidation industrielle), qui invite à modérer l'extrapolation purement

linéaire des baisses observées sur 2010-2024 sans pour autant invalider la critique du conservatisme RTE.

2. Méthode

Les hypothèses RTE de coûts (CAPEX et OPEX) sont reconstituées à partir de l'onglet " Coûts hors nucléaire " : pour chaque filière, le CAPEX et l'OPEX totaux 2024 sont obtenus en additionnant les postes matériels et soft listés par RTE ; la projection RTE 2050 est calculée en appliquant le pourcentage central d'évolution publié par RTE au seul poste matériel principal pour le CAPEX (turbines, modules, rack batterie) et au seul poste "O&M" ou "maintenance" pour l'OPEX, les autres postes étant supposés constants conformément aux conventions du fichier source.

Les facteurs de charge implicites de RTE sont reconstitués à partir de l'onglet "Mix de production 2050". RTE indique explicitement que "les productions par filière sont estimées sur la base de facteurs de charge normatifs". La division énergie produite (TWh) sur puissance installée (GW) $\times 8\,760$ h fournit les facteurs de charge correspondants.

L'analyse distingue deux échelles d'apprentissage technologique. L'apprentissage mondial sur les composants standardisés (modules, cellules de batteries, turbines) est largement exogène à la France : il dépend des volumes mondiaux installés, dominés par la Chine, l'Inde, les États-Unis et l'Europe. La loi d'apprentissage de Wright décrit cet apprentissage avec un taux d'environ 20 % par doublement de capacité cumulée mondiale pour le PV. L'apprentissage français sur les coûts soft (développement, installation, BoS, OPEX) est en revanche endogène aux choix de déploiement français : il dépend de la taille des projets, de la simplification des procédures, de la professionnalisation des équipes et des coûts de financement, et il est plus prononcé dans les scénarios à fort déploiement énergies renouvelables. La présente note s'appuie sur cette distinction sans pour autant chiffrer une simulation prospective complète.

Les benchmarks externes sont libellés en USD ou EUR selon la source ; lorsque la conversion est nécessaire, un taux de change indicatif de 1 USD $\approx$ 0,92 EUR a été retenu (avril 2026). Ces benchmarks sont fournis dans le tableau ci-après

Les sources utilisées détaillées sont listées en annexe de ce document

Filière	RTE 2024	RTE 2050 (central)	Benchmarks externes (2024-2025 ou projection 2050)	Position de RTE
Éolien terrestre (€/kW)	1 673	1 082 (-35 %)	IRENA 2024 monde 957 €/kW ; JRC POLES-JRC 2050 ≈ 753 €/kW ; Sens et al. 2050 820–970 €/kW	Conservatrice : RTE 2050 reste 15 à 45 % au-dessus des projections externes
Éolien en mer posé (€/kW)	4 010	3 539 (-12 %)	IRENA 2024 monde 2 624 €/kW ; Sens et al. 2050 1 420–2 110 €/kW (-50 % vs 2020)	Très conservatrice : RTE 2050 est 35 à 60 % au-dessus des projections internationales et déjà 35 % au-dessus du coût mondial 2024
Éolien en mer flottant (€/kW)	6 035	5 206 (-14 %)	Filière émergente : taux d'apprentissage attendu équivalent à l'éolien posé (-40 à -50 % d'ici 2050) selon JRC CETO	Conservatrice : décroissance projetée trois à quatre fois plus lente que la trajectoire historique des autres ENR
PV au sol (€/kW)	808	775 (-4 %)	IRENA 2024 monde 636 €/kW ; IRENA 2024 Asie 460 €/kW ; NREL ATB 2024 projection 2050 ≈ 640 €/kW ; LUT 2050 166–720 €/kW (centrale ~400 €/kW) ; IEA WEO 2024 référence 480 €/kW pour 2050	Très conservatrice : la projection RTE 2050 dépasse le coût déjà observé au monde en 2024 (IRENA 691 USD/kW)
PV grande toiture (€/kW)	941	901 (-4 %)	ADEME 2022 : LCOE -80 % depuis 2012 (76–91 €/MWh) ; CAPEX EU 2024 ~700–900 €/kW déjà observé	Conservatrice : projection 2050 inférieure de 4 % seulement à la valeur 2024
PV petite toiture (€/kW)	1 810	1 766 (-2 %)	ADEME 2022 : LCOE -80 % depuis 2012 ; courbe d'apprentissage attendue à se poursuivre	Très conservatrice : -2 % sur 26 ans malgré une décroissance historique de 80 % sur dix ans

Filière	RTE 2024	RTE 2050 (central)	Benchmarks externes (2024-2025 ou projection 2050)	Position de RTE
BESS 1h (€/kWh)	297	≈ 297 (~0 %)	BNEF 2025 turnkey monde 108 €/kWh ; BNEF 2025 AC block UE 110 €/kWh ; NREL 2025 mid 2050 164 €/kWh, low 2050 99 €/kWh	Hypothèse manifestement irréaliste : la projection RTE 2050 (~297 €/kWh) est près du triple du prix observé sur le marché mondial en 2025
BESS 4h (€/kWh)	224	≈ 224 (~0 %)	Voir BESS 1h ; NREL 2025 (4h) — 2024 : 307 €/kWh, 2035 mid : 215 €/kWh, 2050 mid : 164 €/kWh, 2050 low : 99 €/kWh	Très conservatrice : RTE retient pour 2050 une valeur supérieure aux prix de marché 2025

3. CAPEX — analyse détaillée par filière

3.1 Photovoltaïque au sol — l'incohérence la plus marquante

RTE retient pour 2024 un CAPEX total de 808 €/kW pour le PV au sol et projette une évolution centrale de 15 % sur le seul poste « modules » (217 €/kW), conduisant à un CAPEX 2050 de 775 €/kW, soit une décroissance de seulement 4 % en 26 ans.

Cette projection est manifestement déconnectée des dynamiques observées. Le rapport IRENA Renewable Power Generation Costs in 2024 établit le coût total d'installation moyen mondial à 691 USD/kW dès 2024. La moyenne européenne 2024 s'établit à 779 USD/kW, déjà inférieure à la projection RTE pour 2050. Le NREL ATB 2024 retient pour 2050 environ 700 USD/kW. L'étude LUT University d'avril 2026 (revue de 60 études) projette pour 2050 un CAPEX PV mondial centré sur ~400 €/kW. L'AIE WEO 2024 retient 480 €/kW pour 2050.

3.2 Éolien terrestre

RTE retient pour l'éolien terrestre un CAPEX 2024 de 1 673 €/kW et projette -50 % sur les seules turbines, conduisant à un CAPEX 2050 central de 1 082 €/kW (-35 %). L'IRENA établit le CAPEX mondial moyen 2024 à 957 €/kW, et l'Asie atteint déjà 782 €/kW en 2026. Le modèle POLES-JRC projette pour 2050 un CAPEX de 753 €/kW. La projection centrale RTE est donc 12 à 30 % au-dessus de ces références.

3.3 Éolien en mer posé

RTE retient un CAPEX 2024 de 4 010 €/kW et projette une évolution centrale de -30 % sur les seules turbines, conduisant à un CAPEX 2050 de 3 539 €/kW (-12 %). Cette projection est très conservatrice : le CAPEX RTE 2024 est lui-même supérieur de 35 % au CAPEX mondial moyen 2024 publié par l'IRENA (2 624 €/kW). La décroissance projetée par RTE (-12 % en 26 ans) est très inférieure aux travaux d'apprentissage de la littérature : Sens et al. projettent pour 2050 une fourchette de 1 420 à 2 110 €/kW.

3.4 Éolien en mer flottant

Avec un CAPEX 2024 de 6 035 €/kW et une projection 2050 centrale de 5 206 €/kW (-14 %), RTE retient une trajectoire d'apprentissage très lente pour une filière qui en est à ses tout premiers déploiements commerciaux. La trajectoire RTE équivaut à un taux d'apprentissage d'à peine 5 % par doublement de capacité, ce qui est très éloigné de la pratique observée.

3.5 Batteries de stockage stationnaire (BESS)

Le cas des batteries est le plus problématique. RTE retient pour 2024 un CAPEX total de 297 €/kWh pour un BESS 1h, 224 €/kWh pour 4h. La projection centrale 2050 est explicitement de ~0 % d'évolution sur le poste « rack batterie ». Le Battery Report 2025 (BloombergNEF) établit le coût turnkey BESS moyen mondial 2025 à 117 USD/kWh ($\approx$ 108 €/kWh), en baisse de 70 % depuis 2022. Le NREL projette pour le BESS 4h en 2050 entre 99 et 164 €/kWh selon les scénarios. La projection centrale RTE 2050 est donc supérieure d'un facteur 2 au prix turnkey moyen mondial déjà observé en 2025.

4. Apprentissage technologique et contre-propositions d'*Énergies Renouvelables Pour Tous*

4.1 Deux échelles d'apprentissage à distinguer

La projection RTE 2050, en retenant la même valeur de CAPEX dans tous ses scénarios (M0, M2, N1, N3, N4), ignore deux dynamiques d'apprentissage de natures différentes qu'il convient de distinguer soigneusement.

La première dynamique est l'apprentissage technologique mondial sur les composants standardisés, c'est-à-dire les modules photovoltaïques, cellules de batteries lithium-ion, turbines éoliennes. Cet apprentissage est largement exogène à la France. Il est piloté par les volumes mondiaux installés, eux-mêmes dominés par la Chine, l'Inde, les États-Unis et l'Europe dans son ensemble. La France ne représente qu'environ 1 % du marché mondial annuel du PV ; ses choix de déploiement, même volontaristes, n'ont pas d'effet visible sur le prix mondial des modules. La loi d'apprentissage de Wright, qui décrit pour le PV une baisse historique d'environ 20 % par doublement de capacité cumulée mondiale (de 106 USD/W en 1976 à 0,09

USD/W fin 2024), continuera à produire ses effets. Toute projection 2050 sérieuse doit en tenir compte, indépendamment des scénarios français.

La seconde dynamique, beaucoup plus endogène aux choix français, est l'apprentissage industriel et organisationnel sur les coûts hors composants, ce que les Anglo-Saxons appellent les soft costs. Pour le PV au sol par exemple, la décomposition RTE elle-même montre que les modules ne représentent que 217 €/kW sur un CAPEX total de 808 €/kW, soit 27 %. Les 73 % restants, onduleurs, BoS électrique, structures, développement, installation, sont des postes pour lesquels la maturation de la filière française produit des baisses substantielles dans les scénarios à fort déploiement, sans avoir besoin d'invoquer un effet d'apprentissage induit par les volumes français sur le marché mondial. Ces postes représentent 591 €/kW sur 808 €/kW pour le PV au sol.

4.2 L'apprentissage français sur les coûts soft : un effet d'échelle réel

Dans les scénarios volontaristes français (M0 et M2 notamment), plusieurs facteurs jouent en faveur d'une baisse spécifique des coûts soft, qui n'est pas captée par RTE en raison de l'uniformité du CAPEX retenu entre scénarios.

D'abord, la taille moyenne des projets augmente. Les pays européens qui ont déployé massivement le PV au sol (Allemagne, Espagne, Pays-Bas) montrent que des projets de 100 à 500 MW deviennent la norme dans les marchés matures, contre des projets typiques de 10 à 50 MW en France actuellement. Cette montée en taille permet de mutualiser les coûts de développement (étude d'impact, raccordement, contractualisation) sur des volumes beaucoup plus importants. Le poste « développement » (84 €/kW chez RTE pour le PV au sol) peut diminuer significativement par cet effet d'échelle.

Ensuite, les contraintes administratives et les temps d'instruction se réduisent dans les scénarios où la filière a démontré sa capacité à délivrer. La simplification réglementaire engagée par la loi APER (2023) et les lois successives en débat va dans ce sens. Le gain est plus marqué dans les scénarios M0 et M2 où la trajectoire de déploiement rend nécessaire et politiquement soutenable une accélération des procédures.

Par ailleurs, les coûts de financement baissent avec la maturité de la filière. La confiance accrue des banques dans l'aboutissement des projets, l'éligibilité possible de financements à taux bonifié (par exemple via le Livret A pour les projets sous garantie publique), et la baisse de la prime de risque accordée par les investisseurs institutionnels à une filière mature et profonde, contribuent à réduire le coût moyen pondéré du capital appliqué dans les calculs de coût de production de l'électricité. Ce levier est entièrement endogène aux choix français de soutien à la filière.

Enfin, l'OPEX d'exploitation et de maintenance bénéficie d'une professionnalisation rapide quand le marché est suffisamment profond. La mutualisation des équipes de maintenance, la standardisation des procédures, l'optimisation des stocks de pièces détachées et l'arrivée d'opérateurs O&M spécialisés ne se matérialisent pleinement que dans les scénarios où les volumes installés justifient ces investissements.

Ces effets ne se chiffrent pas par une courbe d'apprentissage simple comme la loi de Wright, mais ils sont documentés empiriquement et reconnus par toutes les filières industrielles. Leur omission par RTE, via le maintien d'un CAPEX uniforme entre scénarios, pénalise mécaniquement les scénarios à fort développement énergies renouvelables dans les comparaisons des coûts de production d'électricité.

4.3 Un retournement de marché récent qui invite à la prudence

Si le constat de la sous-estimation historique des baisses de coûts solaires est solidement documenté, *Énergies Renouvelables Pour Tous* considère qu'une projection 2050 réaliste doit également intégrer un retournement de marché significatif observé depuis fin 2024 et début 2026. Ce retournement appelle plusieurs nuances importantes à toute extrapolation tendancielle simple.

Trois facteurs concomitants modifient en profondeur la dynamique des prix mondiaux des modules. Le premier est la décision de la Chine de mettre fin aux remboursements de TVA à l'export sur les produits photovoltaïques, annoncée le 9 janvier 2026 par le Ministère des Finances et l'Administration nationale des taxes. Le taux de remboursement, déjà ramené de 13 % à 9 % au 1er décembre 2024, a été intégralement supprimé au 1er avril 2026 pour les wafers, cellules, modules et verre solaire. La Chine assurant plus de 80 % de la production mondiale de modules, plus de 90 % des cellules et plus de 95 % des wafers, cette décision a un impact systémique mondial. Selon la China Photovoltaic Industry Association, la mesure représente environ 2,2 milliards USD de subvention retirés annuellement à la filière exportatrice.

Le deuxième facteur est la flambée du prix de l'argent métal, intrant clé de la métallisation des cellules photovoltaïques (environ 15 % du coût total d'un module). Le cours international de l'argent a dépassé 70 USD/once à la fin de 2025, en hausse cumulée de plus de 130 % sur l'année. Cette tension durable répercute directement plus de 25 % de hausse sur le coût des cellules. La poly silicium a également vu son prix spot remonter de 4 €/kg à l'été 2025 à environ 6,4 €/kg en janvier 2026, soit +37 % en six mois.

Le troisième facteur, plus structurel, est la consolidation en cours de l'industrie chinoise. Les fabricants chinois ont enregistré des pertes cumulées de 1,54 milliard USD au premier semestre 2025, signe que la guerre des prix de la période 2022-2024 n'était pas soutenable. La fin des remboursements de TVA s'accompagne d'une volonté politique chinoise de

restaurer la rentabilité du secteur, d'éliminer les capacités inefficaces et d'orienter la concurrence vers la valeur plutôt que vers le volume. Les leaders chinois, Longi, Jinko, Trina, JA Solar, disposent désormais d'un pouvoir de marché renforcé pour fixer les prix.

Les données de marché spot confirment la tendance. L'indice OPIS Chinese Module Marker, référence pour les modules exporter de Chine, est passé d'environ 0,086 USD/W fin 2025 à 0,119 USD/W le 7 avril 2026, soit une hausse de 38 % en quatre mois. Les prévisions pour le 4^{ième} trimestre 2026 et le premier trimestre 2027 anticipent un maintien des prix autour de 0,120 à 0,121 USD/W, soit un palier durablement plus haut. Pour les contrats européens, les renégociations sont devenues généralisées avec des prix d'export désormais compris entre 0,09 et 0,13 USD/W.

Ce retournement ne remet pas en cause la critique du conservatisme des projections RTE pour 2050 ie la baisse historique de 90 % depuis 2010 reste une réalité documentée, et la projection RTE de seulement -15 % sur les modules d'ici 2050 reste très conservatrice par rapport aux projections du JRC, du NREL et de l'AIE. Il invite cependant à la prudence sur l'application mécanique d'une courbe d'apprentissage exponentielle vers des valeurs très basses : la consolidation industrielle chinoise et le retour à des marges normalisées peuvent introduire des ruptures qui ne sont pas captées par une simple extrapolation logarithmique. Une trajectoire 2024-2050 réaliste comportera vraisemblablement une bosse haussière 2026-2028 puis une reprise plus modérée de la décroissance, sans pour autant invalider la perspective d'un coût mondial 2050 nettement inférieur à celui retenu par RTE. *Énergies Renouvelables Pour Tous* note par ailleurs que les marges de baisse persistent fortement sur les composants non-modules (onduleurs, câbles, transformateurs) en particulier pour les grands projets centralisés.

4.4 Contre-propositions d'*Énergies Renouvelables Pour Tous* pour le photovoltaïque

Sur la base de son expérience opérationnelle du marché français et européen, *Énergies Renouvelables Pour Tous* propose les ajustements suivants aux hypothèses RTE concernant les inducteurs d'évolution des coûts du photovoltaïque à horizon 2050.

Inducteur d'évolution des coûts PV	Hypothèse RTE	Proposition ENR pour Tous	Justification ENR pour Tous
Amélioration du rendement des cellules (silicium avancé, perovskite)	-15 % sur le coût total (rendement 26 %)	-25 % à -35 % sur le coût total (rendement 30-33 %)	Meilleurs modules commerciaux 2025 déjà à 25 % de rendement, prototypes à plus de 31 %. Un rendement commercial de 33 % est envisageable à horizon 2050 avec un gain annuel de +0,3 % vs +0,5-0,6 % observé sur 2015-2025.
Optimisation des procédés industriels et du design des équipements	-5 % CAPEX, -10 % OPEX	-10 % CAPEX, -10 % OPEX	Gains additionnels possibles sur la fabrication des cellules et l'industrialisation des onduleurs.
Approvisionnement français/européen sur modules et onduleurs	+100 €/kW	+50 €/kW	Sourcing onduleurs déjà largement européen (cohérent avec l'hypothèse CAPEX RTE). Volontarisme européen permettant une relocalisation à surcoût maîtrisé.
Simplification du cadre réglementaire français (études, délais)	-10 %	-20 %	Gain plus élevé en autorisant des projets au sol de plus grande taille, similairement aux autres pays européens, ce qui produit un effet d'échelle significatif.
Visibilité donnée à la filière (taille de marché, professionnalisation O&M)	-10 % CAPEX, -5 % OPEX	-10 % CAPEX, -15 % OPEX	Effet d'échelle important sur l'O&M avec la croissance de la filière (mutualisation des équipes, standardisation des procédures).

Ces contre-propositions reposent sur trois constats convergents avec les sections précédentes de la présente analyse. Premièrement, les meilleurs modules commerciaux atteignent déjà 25 % de rendement en 2025 et les prototypes dépassent 31 %, ce qui rend plausible un

rendement commercial moyen de 33 % à horizon 2050 avec un gain annuel modéré de 0,3 % par an, à comparer aux 0,5 à 0,6 % observés sur la décennie 2015-2025. Deuxièmement, le surcoût d'un approvisionnement français ou européen sur modules et onduleurs est probablement surestimé par RTE à +100 €/kW : le sourcing onduleurs est déjà largement européen et le volontarisme industriel européen permet une relocalisation à surcoût maîtrisé, qu'*Énergies Renouvelables Pour Tous* estime plutôt à +50 €/kW. Troisièmement, et c'est le levier le plus important, l'effet d'échelle sur l'O&M avec la croissance de la filière est sous-estimé par RTE : *Énergies Renouvelables Pour Tous* propose -15 % sur les OPEX (vs -5 % chez RTE), ce qui est cohérent avec la tendance internationale documentée par Bolinger et al. (Berkeley Lab) montrant une corrélation forte entre baisse CAPEX et baisse OPEX.

4.5 Contre-propositions d'*Énergies Renouvelables Pour Tous* pour les batteries de stockage

Énergies Renouvelables Pour Tous exprime un désaccord profond avec la vision excessivement prudente proposée par RTE pour l'évolution des coûts batteries à horizon 2050 (formulation exacte de RTE : ~0 % , incertitudes sur la continuité de la baisse de coûts de ces dernières années). Les batteries lithium-ion sont une technologie en pleine phase d'évolution dont la baisse des coûts (-75 % en sept ans selon BloombergNEF) est loin d'avoir atteint son asymptote. Une R&D intense combinée à des effets d'échelle importants sur l'ensemble de la chaîne de valeur (fabrication des cellules, intégration en pack, optimisation des onduleurs et systèmes de gestion d'énergie) vont continuer à permettre des optimisations significatives dans les prochaines années.

Sur la base des prix observés en 2025 sur le marché français, raccordement compris, *Énergies Renouvelables Pour Tous* propose les CAPEX de référence suivants comme point de départ de la trajectoire d'évolution :

Durée de stockage	CAPEX RTE 2024 (€/kWh, hors raccordement)	CAPEX ENR pour Tous 2025 (€/kWh, raccordement compris)
BESS 1 heure	297	230
BESS 2 heures	244	200
BESS 4 heures	224	180
BESS 8 heures	non publié par RTE	165

Sur les inducteurs d'évolution à 2050, *Énergies Renouvelables Pour Tous* propose les ajustements suivants par rapport aux hypothèses RTE :

Inducteur d'évolution des coûts batteries	Hypothèse RTE	Proposition ENR pour Tous	Justification ENR pour Tous
Innovation technologique incrémentale (batteries, onduleurs)	-15 %	-40 %	Au-delà de l'incrémental, nombreuses ruptures à l'étude ou en déploiement sur le Li-Ion (anodes riches en silicium, cathodes riches en manganèse, fabrication sèche, tout-solide lithium-métal). Le -15 % RTE correspond à -1,6 %/an, à comparer aux -10 %/an constatés ces dernières années.
Émergence des batteries sodium-ion	-8 %	-40 %	-30 % vs Li-Ion LFP annoncés à horizon 2030 selon CATL et HiNa, et confirmés par l'analyse AIE (Batteries and Secure Energy Transitions, avril 2024).
Approvisionnement français/européen pour pack batterie et onduleurs	+30 %	+15 %	Sourcing onduleurs déjà largement européen. Volontarisme européen permettant une relocalisation à surcoût maîtrisé.
Augmentation du prix des matières premières (lithium, cuivre)	+10 %	+5 %	Pas d'impact lié à l'augmentation du lithium avec le passage au sodium-ion.

Trois arguments majeurs justifient ces propositions. D'abord, l'innovation incrémentale projetée par RTE (-15 % sur les équipements) correspond à seulement -1,6 %/an de baisse moyenne, à comparer aux -10 %/an constatés sur la dernière décennie. De nombreuses ruptures sont à l'étude ou en cours de déploiement sur la technologie Li-Ion (anodes riches en silicium, cathodes riches en manganèse, fabrication sèche, tout-solide lithium-métal) qui justifient une projection plus volontariste. Ensuite, l'émergence des batteries sodium-ion, sous-pondérée par RTE (-8 %), apportera selon les annonces de CATL et HiNa une baisse de -30 % vs Li-Ion LFP à horizon 2030, confirmée par l'analyse de l'AIE dans Batteries and Secure Energy Transitions (avril 2024). Enfin, la transition au sodium-ion atténue significativement le risque de tension sur le prix du lithium, ce qui justifie une hypothèse de surcoût matières premières plus modeste (+5 % vs +10 % chez RTE).

4.6 Contre-propositions d'Énergies Renouvelables Pour Tous pour l'éolien terrestre

L'éolien terrestre français est la filière renouvelable la plus mature et la plus compétitive : le LCOE moyen calculé par l'ADEME pour les parcs mis en service en 2022 atteint 59 €/MWh, en baisse de 39 % par rapport à 2012, et le LCOE des projets de repowering est encore plus bas à 49 €/MWh. Les appels d'offres CRE confirment cette compétitivité, avec un prix moyen pondéré stable autour de 87,6 €/MWh sur la période 2023-2025 selon la délibération CRE n°2025-95 (en intégrant le coût complet du dispositif de soutien). Sur cette base, les hypothèses RTE pour 2050 (CAPEX 1 082 €/kW, OPEX 36 €/kW/an) restent dans la plage des références internationales tout en étant légèrement conservatrices, notamment sur le facteur de charge (28 %) et sur la décroissance des coûts soft. *Énergies Renouvelables Pour Tous* propose les ajustements suivants :

Inducteur d'évolution des coûts éolien terrestre	Hypothèse RTE	Proposition Énergies Renouvelables Pour Tous	Justification
Augmentation de la taille des turbines (puissance unitaire, hauteur de mât, diamètre rotor)	-50 % sur turbines (CAPEX matériel) en valeur centrale	-50 % à -55 % sur turbines, mais avec un facteur de charge revu à la hausse en parallèle	La projection RTE sur le matériel turbine est dans la plage acceptable, mais ne valorise pas le gain de productible associé. Les turbines de classe 6-8 MW déployées d'ici 2030-2035 atteindront 32-34 % de FC selon l'IRENA pour les nouveaux projets français.
Optimisation des coûts BoS (génie civil, équipements électriques)	0 % implicite (postes constants)	-10 % à -15 %	Standardisation des équipements, mutualisation des chantiers, effets d'échelle sur les fournisseurs français de béton et de matériel HTA, optimisation des structures de fondation pour les turbines de plus grande taille.

Inducteur d'évolution des coûts éolien terrestre	Hypothèse RTE	Proposition Énergies Renouvelables Pour Tous	Justification
Simplification du cadre réglementaire et raccourcissement des délais d'instruction	0 % implicite	-10 % sur les coûts de développement, démantèlement et installation	Les délais français (7 à 9 ans en moyenne) restent significativement plus longs que ceux observés en Allemagne, Pays-Bas ou Espagne (3 à 5 ans). La loi APER (2023) et la PPE3 prévoient une réduction substantielle dans les scénarios à fort déploiement.
Repowering et professionnalisation O&M	-20 % sur O&M (mais effet limité car O&M = 45 % de l'OPEX total)	-20 % sur l'OPEX total (incluant frais divers et location)	Le LCOE de repowering atteint 49 €/MWh selon l'ADEME, soit 17 % de moins que les nouveaux parcs (59 €/MWh). La maturité des équipes O&M et la mutualisation des contrats de maintenance permettent une baisse plus large que sur le seul poste O&M.

Le levier le plus important pour l'éolien terrestre français n'est pas tant la baisse du CAPEX matériel, déjà pris en compte par RTE, que la combinaison de trois éléments souvent négligés. D'abord, la révision à la hausse du facteur de charge avec les turbines de nouvelle génération (32-34 % pour les nouveaux projets selon l'IRENA, contre 28 % retenu par RTE). Ensuite, la baisse des coûts soft (BoS, développement, installation) qui représentent 490 €/kW dans la décomposition RTE 2024 mais qui sont supposés constants à 2050. Enfin, la valorisation économique du repowering, dont le LCOE est inférieur de 17 % à celui des nouveaux parcs selon l'ADEME, et qui n'est pas explicitement intégré dans la prospective RTE.

4.7 Contre-propositions d'Énergies Renouvelables Pour Tous pour l'éolien en mer (posé et flottant)

L'éolien en mer est la filière où le décalage entre les hypothèses RTE pour 2050 et la dynamique observée en France et en Europe est probablement le plus marqué. Quatre éléments factuels récents méritent d'être rappelés.

Premièrement, l'attribution de l'AO5 français pour le projet Pennavel (éolien flottant, Sud Bretagne) en mai 2024 à 86,45 €/MWh, premier parc commercial flottant attribué au monde, démontre une compétitivité du flottant français bien plus rapide qu'anticipée. Cette valeur est environ deux fois inférieure aux cout retenus par RTE pour le flottant en 2050 dans plusieurs scénarios. Deuxièmement, le parc AO4 (Dieppe-Le Tréport) a été attribué à 44,9 €2023/MWh, soit l'un des prix les plus bas au monde pour un éolien en mer posé. Troisièmement, l'objectif officiel du gouvernement français pour l'AO10 (10 GW en cours d'attribution sur fin 2026 - début 2027, dont 5 GW de posé et 5 GW de flottant) est un tarif moyen pondéré sur l'ensemble du lot « inférieur à 100 €/MWh » selon le communiqué Bercy d'avril 2026. La moyenne pondérée des prix de référence des AO précédents (44,9 €/MWh pour le posé AO4, 86,45 €/MWh pour le flottant AO5) donnerait théoriquement environ 65 €/MWh sur un lot 50/50, ce qui suggère que le gouvernement anticipe une marge de hausse spécifique pour les nouveaux projets éoliens flottants. Quatrièmement, comme analysé en section 7.3 de cette analyse, les nouveaux parcs européens projettent des facteurs de charge de 50 à 55 % (Dogger Bank, Hornsea 2, Seagreen), bien au-delà des 39 % retenus par RTE pour 2050.

Sur cette base, *Énergies Renouvelables Pour Tous* propose des ajustements aux hypothèses RTE pour l'éolien en mer (posé et flottant confondus, sauf mention contraire), qui portent successivement sur les principaux postes du CAPEX et sur les leviers structurants du cout de la production d'électricité. Le tableau ci-dessous présente cinq inducteurs : la baisse du coût des turbines uniquement (premier poste du CAPEX), l'optimisation des coûts de fondations et d'installation (deuxième poste structurant), la réduction des coûts de financement par baisse du WACC (qui agit directement sur le cout de production de l'électricité indépendamment des CAPEX), l'effet de l'approvisionnement industriel européen dans le cadre du Net Zero Industry Act, et la professionnalisation de l'exploitation et de la maintenance. Les hypothèses RTE figurant dans la deuxième colonne sont celles publiées dans l'onglet "Coûts hors nucléaire" du fichier de consultation 2026, qui ne distingue les évolutions que sur les sous-postes principaux (turbines, maintenance) en laissant les autres postes constants à l'horizon 2050.

Inducteur d'évolution des coûts éolien en mer	Hypothèse RTE (posé / flottant)	Proposition Énergies Renouvelables Pour Tous	Justification
Apprentissage technologique sur turbines (passage 14-15 MW puis 18-22 MW)	Posé : -30 % sur turbines / Flottant : -50 % sur turbines	Posé : -40 % à -45 % / Flottant : -55 % à -60 %	L'AO5 français pour le flottant a été attribué à 86,45 €/MWh en mai 2024, démontrant une compétitivité bien plus rapide qu'anticipée. Sens et al. projettent pour 2050 -50 % vs 2020 sur les CAPEX éolien posé.
Optimisation des fondations et de l'installation (mutualisation des navires, effet série)	0 % implicite (postes fondations, installation, contingences constants)	-15 % à -25 % sur fondations et installation	Effet d'apprentissage industriel européen sur la flotte de navires d'installation et la fabrication des fondations. Les contingences RTE (454 €/kW pour le posé, 690 €/kW pour le flottant) sont par ailleurs très élevées et devraient diminuer avec la maturité de la filière.
Réduction des coûts de financement (taux d'actualisation)	Non modélisé	Effet équivalent à -10 % sur le LCOE	La maturité de la filière permet une baisse du WACC moyen, comme observé sur l'éolien en mer britannique (5 % aujourd'hui contre 9 à 10 % il y a dix ans).
Approvisionnement français et européen (Net Zero Industry Act)	Non modélisé explicitement	Surcoût initial limité à +5 % à +10 %, compensé par effet série sur 2030-2050	Le NZIA européen prévoit 40 % de production éolienne européenne. Le port industriel de Saint-Nazaire et les usines GE Cherbourg et Siemens Le Havre sont déjà opérationnels.
Professionalisation O&M (mutualisation flottes de support)	-15 % sur la maintenance uniquement	-25 % à -30 % sur l'OPEX total	Wiser et al. (2021) projettent -41 % à -49 % sur l'OPEX éolien en mer d'ici 2050 par élicitation d'experts internationaux.

Pour le CAPEX 2050 de l'éolien en mer posé, la projection RTE de 3 539 €/kW (-12 % par rapport à 2024) apparaît particulièrement conservatrice. Sens et al. projettent pour 2050 une

fourchette de 1 420 à 2 110 €/kW (-50 % par rapport à 2020). Une hypothèse intermédiaire crédible, intégrant à la fois l'apprentissage technologique mondial sur les turbines (-40 à -45 % selon une trajectoire NREL/Wiser) et l'apprentissage industriel européen sur les fondations et l'installation (-15 à -25 %), conduirait à un CAPEX 2050 de l'ordre de 2 200 à 2 500 €/kW pour le posé, soit 30 à 35 % en deçà de l'hypothèse RTE.

Pour l'éolien flottant, où la filière française est en avance industrielle avec les fermes pilotes méditerranéennes et le projet Pennavel, la trajectoire pourrait être encore plus rapide. Une projection 2050 de l'ordre de 3 000 à 3 500 €/kW (vs 5 206 €/kW chez RTE) apparaît cohérente avec un taux d'apprentissage standard de 15 % à 20 % par doublement de capacité installée mondiale, à mettre en regard d'une capacité flottante mondiale qui passera vraisemblablement de moins de 0,3 GW en 2024 à plusieurs dizaines de GW d'ici 2050.

Sur les facteurs de charge, l'écart entre le 39 % retenu par RTE et les 50-55 % projetés pour les nouveaux parcs européens représente à lui seul une majoration de 28 à 41 % de la production attendue par MW installé, c'est mécaniquement le levier le plus puissant pour réduire le coût de production de l'électricité projeté. Cette révision à la hausse devrait être systématiquement intégrée dans toute prospective des Futurs énergétiques 2050, et différenciée entre les façades françaises (Manche-Mer du Nord, Atlantique, Méditerranée) selon les gisements de vent locaux.

4.8 Synthèse des cibles 2050 ambitieuses proposées par *Énergies Renouvelables Pour Tous*

L'ensemble des contre-propositions développées en sections 5.4 à 5.7 conduit à un faisceau de cibles 2050 ambitieuses mais réalistes, ancrées dans les benchmarks internationaux de référence. *Énergies Renouvelables Pour Tous* synthétise ces cibles dans le tableau ci-dessous, qui constitue la base d'une révision réaliste des hypothèses RTE pour les Futurs énergétiques 2050.

Filière	RTE 2050 (central)	Cible Énergies Renouvelables Pour Tous 2050	Référence internationale 2050	Écart RTE / cible
PV au sol — CAPEX (€/kWc)	775	500 à 600	AIE WEO 2024 : 480 ; NREL ATB 2024 : 640 ; LUT 2026 : 400 (centrale)	+30 à +55 %
PV au sol — Facteur de charge	14,5 %	17 à 18 %	IRENA monde 2024 : 17,4 % ; trackers, bifacial déjà répandus	-15 à -20 %

Filière	RTE 2050 (central)	Cible Énergies Renouvelables Pour Tous 2050	Référence internationale 2050	Écart RTE / cible
PV au sol — OPEX (€/kWc/an)	20	12 à 14	NREL ATB 2024 (ratio 0,9 % CAPEX) : ~13	+45 à +65 %
Éolien terrestre — CAPEX (€/kW)	1 082	900 à 1 000	JRC POLES 2050 : 753 ; Sens et al. 2050 : 820-970	+10 à +20 %
Éolien terrestre — Facteur de charge	28,0 %	32 à 34 %	IRENA estimation nouveaux projets France 2020-2022 : 32- 34 %	-15 à -18 %
Éolien en mer posé — CAPEX (€/kW)	3 539	2 200 à 2 500	Sens et al. 2050 : 1 420-2 110 ; IRENA 2024 monde : 2 624	+40 à +60 %
Éolien en mer posé — Facteur de charge	39 %	48 à 52 %	Dogger Bank (UK) projeté : 55 % ; Hornsea 2 / Seagreen : ~50 %	-19 à -25 %
Éolien en mer flottant — CAPEX (€/kW)	5 206	3 000 à 3 500	JRC CETO 2023 : -40 à -50 % vs 2020 d'ici 2050 ; AO5 Pennavel 2024 : 86,45 €/MWh	+50 à +75 %
BESS 4h — CAPEX (€/kWh)	224	100 à 130	NREL 2025 mid : 164, low : 99 ; BNEF turnkey 2025 : 108	+70 à +125 %

Trois principes structurent ces cibles 2050. D'abord, elles sont systématiquement ancrées dans des références internationales déjà publiées par des institutions reconnues (AIE, NREL, IRENA, JRC, BNEF, université LUT, Sens et al.) et ne procèdent donc pas d'extrapolations spéculatives mais d'une cohérence avec l'état de l'art international. Ensuite, elles intègrent les éléments

factuels les plus récents sur le marché français (AO5 Pennavel à 86,45 €/MWh, AO4 à 44,9 €/MWh, productible Dogger Bank projeté à 55 %), qui sont par construction plus avancés que les hypothèses prospectives de la consultation RTE 2026 fondées sur des données antérieures. Enfin, elles sont prudentes par rapport aux fourchettes basses des projections internationales : la cible PV au sol 2050 de 500 à 600 €/kWc est par exemple au-dessus de la valeur centrale LUT (400 €/kWc) et de la référence AIE (480 €/kWc), ce qui laisse une marge confortable pour absorber le retournement de marché 2026-2028 documenté en section 5.3.

5. Coûts d'exploitation (OPEX) — analyse

5.1 Méthode RTE et reconstitution des évolutions effectives

RTE structure l'OPEX de chaque filière en plusieurs sous-postes. Pour l'éolien terrestre par exemple : « O&M » (18 €/kW/an), « location » (5 €/kW/an) et « frais divers » (17 €/kW/an), pour un total 2024 de 40 €/kW/an. La règle d'évolution explicitée dans la colonne « Amplitude maximale » applique le pourcentage central d'évolution au seul poste « O&M » ou « maintenance », les autres postes étant supposés constants en euros 2025 par kW installé sur tout l'horizon.

Cette convention n'est pas justifiée et conduit mécaniquement à des décroissances effectives très limitées sur l'OPEX total :

- Pour l'éolien terrestre, RTE communique -20 % sur l'O&M, mais les frais divers représentent 42 % de l'OPEX total. La décroissance effective de l'OPEX total est de seulement -9 % entre 2024 et 2050 ;
- Pour le PV au sol, RTE communique -15 % sur l'O&M, mais les postes « location » et « frais divers » totalisent 62 % de l'OPEX. La décroissance effective est de -6 % seulement ;
- Pour l'éolien en mer posé, RTE communique -15 % sur la maintenance, mais les frais divers et opérations représentent 33 % de l'OPEX. La décroissance effective est de -10 % ;
- Pour les batteries, RTE retient explicitement zéro évolution sur l'ensemble de l'OPEX.

Filière	OPEX RTE 2024	OPEX RTE 2050 (central)	Benchmarks externes	Position de RTE
Éolien terrestre (€/kW/an)	40 (O&M 18 + Loc 5 + Frais 17)	36 (-9 % au total)	NREL 2022 (US) : 25 €/kW/an ; Berkeley Lab : -9 %/an par doublement de capacité ; projection 2040 ~ 29-32 €/kW/an	Conservatrice : RTE 2050 reste 15 à 25 % au-dessus du niveau US déjà atteint en 2022
Éolien en mer posé (€/kW/an)	94 (M 63 + O 18 + Frais 13)	85 (-10 % au total)	NREL ATB 2024 base year : 100 €/kW/an ; projection NREL/Wiser 2050 : -41 % à -49 % soit 51-59 €/kW/an	Très conservatrice : RTE 2050 est environ 50 % au-dessus de la projection NREL/Wiser 2050
Éolien en mer flottant (€/kW/an)	118 (M 67 + O 24 + Frais 27)	108 (-8 % au total)	Filière émergente : taux d'apprentissage attendu équivalent à l'éolien posé (-40 à -50 %)	Conservatrice : trajectoire d'apprentissage très atténuée par rapport aux pratiques de modélisation de référence
PV au sol (€/kW/an)	21 (O&M 8 + Loc 4 + Frais 9)	20 (-6 % au total)	NREL ATB 2024 base year : 20 €/kW/an ; projection NREL 2050 (couplage CAPEX-OPEX) : ~13 €/kW/an	Conservatrice : RTE 2050 est environ 50 % au-dessus de la projection NREL 2050
PV grande toiture (€/kW/an)	18 (O&M 7 + Loc 6 + Frais 5)	17 (-6 % au total)	NREL ATB commercial PV base year : 17 €/kW/an ; projection 2050 ~12 €/kW/an	Modérément conservatrice : RTE 2050 reste 40 % au-dessus de la projection NREL
PV petite toiture (€/kW/an)	59 €/kW/an	47 (-20 %)	NREL ATB residential PV base year : 28 €/kW/an	Niveau RTE manifestement élevé : 65 % au-dessus du résidentiel NREL déjà en valeur 2024, et l'écart se maintient en 2050
BESS 1h (€/kWh/an)	14 (O&M 5 + opt 3 + ass 2 + loc 2 + autres 2)	~ 14 (~0 %)	NREL ATB 2024 : FOM = 2,5 % du CAPEX ; couplage CAPEX-OPEX intégré	Hypothèse incohérente : RTE retient OPEX constants alors qu'ils sont mécaniquement liés au coût des cellules pour l'augmentation

Filière	OPEX RTE 2024	OPEX RTE 2050 (central)	Benchmarks externes	Position de RTE
BESS 4h (€/kWh/an)	6 €/kWh/an	≈ 6 (~0 %)	NREL ATB 2024 méthode 2,5 % du CAPEX × 712 USD/kW (2050 mid) = ~4 €/kWh/an	Très conservatrice : RTE 2050 reste 50 % au-dessus de la projection NREL 2050
CCG méthane (€/kW/an)	47 €/kW/an	47 (0 %)	Filière mature, pas d'évolution attendue en valeur réelle	Plausible (mais asymétrie avec le traitement des ENR variables)
CCG H2 (€/kW/an)	51 €/kW/an	51 (0 %)	Filière émergente, OPEX devrait baisser avec maturation	Cohérent avec la borne haute RTE mais conservateur en moyenne

5.3 Le couplage CAPEX-OPEX systématiquement ignoré par RTE

La littérature internationale documente une corrélation forte entre l'évolution des CAPEX et celle des OPEX pour les filières renouvelables. Le NREL ATB 2024 utilise un ratio O&M/CAPEX constant de 0,9 % pour le PV utility-scale ; pour les batteries, un ratio FOM/CAPEX de 2,5 %. Bolinger et al. (Berkeley Lab, 2023) documentent que pour le PV utility-scale aux États-Unis, le CAPEX a baissé de 75 % entre 2011 et 2021 et l'O&M de 59 %. Wiser et al. (2021) montrent que l'OPEX éolien moyen est passé de ~80 USD/kW/an en 1990 à ~40 USD/kW/an en 2018, soit une décroissance de 50 %, avec un taux d'apprentissage de -9 % par doublement de capacité installée mondiale.

RTE ignore ce couplage de plusieurs manières incohérentes. Pour les batteries, RTE retient une borne basse de -50 % sur le rack batterie (CAPEX) tout en maintenant l'OPEX constant. Or les coûts d'augmentation, qui dominent l'OPEX d'un BESS sur sa durée de vie, sont par construction proportionnels au prix des cellules.

5.4 Asymétrie de traitement avec les filières thermiques pilotables

Les CCG méthane et CCG H2 voient leurs OPEX projetés stables à 2050 par RTE (47 et 51 €/kW/an respectivement, évolution centrale 0 %), avec une borne basse à -10 % seulement pour le CCG H2. Cette stabilité est plausible pour des filières matures comme le CCG méthane. En revanche, le maintien d'un OPEX constant pour le CCG H2, qui est une filière pré-commerciale, contredit le principe d'apprentissage technologique appliqué aux ENR. RTE retient en réalité une projection plus favorable pour le CCG H2 que pour les batteries, alors

que les batteries bénéficient déjà d'un déploiement industriel mondial significatif (180 GW déployés en 2025) et le CCG H2 reste à l'état de prototype.

6. Facteurs de charge — analyse

6.1 Hypothèses RTE et observation

RTE indique en note de l'onglet « Mix de production 2050 » que les productions par filière sont estimées « sur la base de facteurs de charge normatifs ». La reconstitution par division énergie/puissance $\times 8\,760$ h fait apparaître les facteurs de charge implicites suivants strictement identiques entre tous les scénarios : éolien terrestre 28 %, éolien en mer 39 %, photovoltaïque 14 %, hydraulique 22 %, nucléaire existant 69 %, nouveau nucléaire 75 %.

Filière	FC retenu RTE 2050	Observé France récent	Benchmarks et tendances internationales	Position RTE
Éolien terrestre	28 % (2 453 h)	21,8 % en 2024 ; moyenne 2014-2023 : 24 % ; max 2020 : 26,6 %	IRENA monde 2023 : 36 % ; IRENA estimation NOUVEAUX projets France 2020-2022 : 32-34 % ; tendance haussière mondiale par augmentation hauteur de mât et diamètre rotor	Légèrement progressiste vs observation France récente, conservatrice vs benchmarks internationaux et nouveaux projets
Éolien en mer posé	39 % (3 417 h)	Saint-Nazaire 2023 : 33,3 % ; 2024 : 31,6 % (vent défavorable)	Moyenne européenne 40-45 % ; nouveaux parcs UK projetés : Dogger Bank 55 % (SSE Renewables), Hornsea 2 ~50 %, Seagreen ~50 % ; turbines Haliade-X (Dogger Bank) : 60-64 %	Très conservatrice : RTE retient 39 %, soit la borne basse de la moyenne européenne, et très en deçà des 55 % projetés par SSE pour Dogger Bank (mise en service 2025-2026)

Filière	FC retenu RTE 2050	Observé France récent	Benchmarks et tendances internationales	Position RTE
Éolien en mer flottant	39% (implicite)	Pas de parc industriel français en service en 2024	Hywind Scotland (flottant) : 57 % moyenne annuelle ; gisements méditerranéens et atlantiques français à 45-50 % attendus	Conservatrice : les sites français propices au flottant ont des gisements de classe mondiale
Photovoltaïque	14 % (1 270 h)	13 % en 2024 (faible ensoleillement) ; moyenne 2014-2023 : 14,5 %	IRENA monde 2024 : 17,4 % (vs 15 % en 2010) ; gain attribuable aux trackers, modules bifaciaux, optimisation onduleurs	Très conservatrice : RTE retient le FC moyen historique français sans intégrer 26 ans de progrès technologique (trackers, bifacial)
Hydraulique	22 % (1 933 h)	Variable selon hydrologie ; ordre de grandeur cohérent avec le mix fil-de-l'eau / lac / éclusée	Filière mature, peu de progrès technologique attendu sur le facteur de charge moyen	Plausible
Nucléaire existant	69 % (6 044 h)	71,5 % en 2024 ; moyenne récente affectée par corrosion sous contrainte (2022-2023) puis remontée	Parc en fin de vie : moyenne historique long terme française autour de 75 % avant le passage à 80 ans ; problématique de modulation pour intégration des ENR ignorée par RTE	Plausible mais asymétrique : RTE n'intègre pas la modulation requise pour les forts taux d'ENR

Filière	FC retenu RTE 2050	Observé France récent	Benchmarks et tendances internationales	Position RTE
Nouveau nucléaire (EPR2, SMR)	75 % (6 569 h)	Pas d'observation : Flamanville 3 démarré fin 2024 ; aucun EPR2 en service	Hinkley Point C (EPR UK) : projeté 90 % par EDF, débats sur la disponibilité réelle ; SMR : aucune référence industrielle en Europe	Optimiste pour technologies non démontrées et dans un système à forte pénétration variable (modulation requise non comptabilisée)

6.2 Premier biais : invariance entre scénarios

Le fait que RTE retienne strictement les mêmes facteurs de charge dans tous les scénarios est méthodologiquement contestable. Les scénarios diffèrent considérablement par les volumes installés. Logiquement, plus la pénétration est forte, plus les sites les moins favorables doivent être mobilisés, ce qui devrait dégrader le facteur de charge moyen, phénomène signalé par RTE elle-même dans sa note d'octobre 2024 : « les parcs installés après 2010 sont soumis à des régimes de vents plus faibles en moyenne que ceux des parcs les plus anciens ».

Cette invariance produit deux effets contradictoires : elle survalorise mécaniquement les énergies renouvelables dans les scénarios à forte pénétration (M0, M2) en supposant que les sites moins favorables performant comme les meilleurs, et elle sous-valorise les ENR dans les scénarios à faible pénétration (N4) en ne les laissant pas bénéficier de la concentration sur les sites optimaux.

À noter que ce biais joue en sens inverse de l'endogénéité du CAPEX exposée en section 5 : l'invariance du facteur de charge survalorise les scénarios M0/M2, tandis que l'invariance du CAPEX les sous-valorise. Ces deux biais ne se compensent pas exactement et leurs effets sur les couts de production de l'électricité finales dépendent des paramètres précis. Il serait souhaitable que RTE publie une analyse de sensibilité explicitant chacun de ces biais individuellement.

6.3 Deuxième biais : aucun gain technologique sur 26 ans

RTE retient des facteurs de charge cohérents avec la moyenne pluri-annuelle observée sur le parc français existant. Aucune amélioration technologique n'est intégrée à 2050, ce qui est une hypothèse forte sur 26 ans. Pour le PV mondial, la moyenne est passée de 15 % en 2010 à 17,4 % en 2024 selon l'IRENA, soit 16 % de gain de productible en 14 ans. Pour l'éolien terrestre

mondial, la moyenne est passée de 27 % en 2010 à 36 % en 2023. La projection RTE 2050 pour le PV (14,5 %) est inférieure à la moyenne mondiale 2024 (17,4 %).

Le décalage le plus marqué concerne l'éolien en mer. RTE retient 39 % à 2050, alors même que les nouveaux parcs européens en mer du Nord, exploitant des turbines de 13 à 15 MW de la dernière génération, projettent des facteurs de charge significativement plus élevés :

Le parc *Dogger Bank* (3,6 GW, 277 turbines GE Haliade-X de 13 à 14 MW, mise en service 2024-2026), développé par SSE Renewables, Equinor et Vårgrønn, retient une projection de facteur de charge de 55 % utilisée par SSE pour ses calculs de production attendue (5,85 millions de foyers UK alimentés à partir de 3 600 MW installés). Cette valeur est explicitement publiée dans la documentation officielle SSE Renewables.

La turbine *Haliade-X* elle-même, dans ses spécifications constructeur (GE Vernova), atteint un facteur de charge entre 60 et 64 % au point de fonctionnement nominal — au-dessus de la valeur retenue par SSE qui intègre les pertes de réseau, l'effet de sillage et les indisponibilités.

Les autres grands parcs européens récemment mis en service ou en cours de mise en service confirment cette tendance : *Hornsea 2* (1,32 GW, opérationnel depuis août 2022) projette ~50 % ; *Seagreen* (1,1 GW, opérationnel depuis octobre 2023) ~50 % ; *Hornsea 3* (2,9 GW, mise en service 2027, turbines Siemens Gamesa 14 MW) suit la même trajectoire. Le rapport NESO *Clean Power 2030* retient 43 % comme facteur de charge moyen pondéré pour la flotte UK à 2030, et le DESNZ utilise des valeurs autour de 50 % pour les nouveaux projets dans ses *Electricity Generation Costs 2023*.

Ces parcs ne sont pas situés sur des sites particulièrement exceptionnels par rapport à ce que les façades françaises de Manche-Mer du Nord ou Atlantique peuvent offrir : ils utilisent simplement les turbines de dernière génération (rotors de 220 à 236 m, hauteurs de moyeu autour de 150 m) qui captent davantage d'énergie à des vitesses de vent données. Ces turbines seront également déployées sur les futurs parcs français des années 2030 et 2040, et les hypothèses RTE devraient en tenir compte.

Le maintien d'un facteur de charge de 39 % par RTE pour 2050, soit 16 points de pourcentage en deçà de la projection officielle de Dogger Bank pour 2025-2026, traduit une hypothèse qui semble plus cohérente avec les performances des premiers parcs français (Saint-Nazaire 31,6 % en 2024, technologies de génération 2017) qu'avec ce que les parcs français mis en service après 2030 réaliseront effectivement avec les générations de turbines de 15 à 20 MW. Cette hypothèse minore la productivité de l'éolien en mer dans tous les scénarios RTE.

6.4 Troisième biais : asymétrie avec le nouveau nucléaire

RTE retient pour le nouveau nucléaire un facteur de charge de 75 % (6 569 heures équivalent pleine puissance par an), valeur plus haute que celle du parc existant (69 %, pourtant largement

amorti). Aucun EPR2 n'est en service ; aucun SMR n'a de référence industrielle européenne. Retenir 75 % pour des technologies non démontrées, alors que le parc existant français, qui a fait ses preuves, affiche 71,5 % en 2024, traduit une hypothèse optimiste qui n'a pas son équivalent côté ENR.

Surtout, les scénarios à forte pénétration nucléaire (N4 : 66 GW de nouveau nucléaire) sont incompatibles avec un facteur de charge de 75 % en présence d'un mix électrique fortement renouvelable. Dans un système avec autant de production variable concomitante, le nouveau nucléaire devrait moduler significativement à la baisse au moment des pointes solaires de printemps et d'été.

7. Conséquences sur la modélisation

Le calcul simplifié présenté ci-après des conséquences sur le coût de production de l'électricité applique systématiquement un WACC unique de 4 %, valeur retenue par RTE pour toutes les filières dans le cadre de l'étude "Futurs énergétiques 2050", afin de garantir une comparaison transparente des hypothèses RTE et des contre-propositions de l'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* à iso valeur de coût du capital. Les durées de vie retenues sont 30 ans pour le PV au sol et l'éolien en mer posé, et 25 ans pour l'éolien terrestre et l'éolien en mer flottant.

L'effet combiné peut être chiffré filière par filière en comparant les hypothèses RTE 2050 aux contre-propositions de l'association *Énergies Renouvelables Pour Tous*, fondées sur les benchmarks internationaux les plus récents :

- Pour le photovoltaïque au sol, l'écart se cumule. Le CAPEX RTE 2050 (775 €/kWc) est supérieur de 21 % au coût mondial moyen 2024 (636 €/kWc selon IRENA) et de 60 % à la projection 2050 du NREL ATB (640 €/kWc), l'OPEX RTE 2050 (20 €/kWc/an) est supérieur de 50 % à la projection NREL 2050 (~13 €/kWc/an), et le facteur de charge RTE (14,5 %) est inférieur de 17 % à la moyenne mondiale 2024 (17,4 % IRENA). Avec les cibles de l'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* (CAPEX 500-600 €/kWc, OPEX 12-14 €/kWc/an, FC 17-18 %), le coût de production projeté pour 2050 est réduit de 36 % à 49 % par rapport à la trajectoire RTE.
- Pour l'éolien terrestre, le décalage est plus modéré car la filière est déjà mature et les hypothèses RTE plus proches des références internationales. Le CAPEX RTE 2050 (1 082 €/kW) reste néanmoins 12 à 30 % au-dessus des projections JRC POLES (753 €/kW) et Sens et al. (820-970 €/kW), l'OPEX RTE 2050 (36 €/kW/an) est 15 à 25 % au-dessus du niveau US déjà observé en 2022 par le NREL (25 €/kW/an), et le facteur de charge RTE (28 %) est inférieur de 12 à 18 % aux estimations IRENA pour les nouveaux projets français (32-34 %). Avec les cibles de l'association *Énergies Renouvelables Pour Tous*

(CAPEX 900-1 000 €/kW, OPEX 28-34 €/kW/an, FC 32-34 %), le coût de production projeté pour 2050 est réduit de 19 % à 33 % par rapport à la trajectoire RTE.

- Pour l'éolien en mer posé, l'écart est encore plus marqué. Le CAPEX RTE 2050 (3 539 €/kW) est supérieur de 35 % au CAPEX mondial moyen 2024 (2 624 €/kW selon IRENA), l'OPEX RTE 2050 (85 €/kW/an) est supérieur de 50 % à la projection NREL/Wiser 2050 (51-59 €/kW/an), et le facteur de charge RTE (39 %) est inférieur de 22 à 30 % aux performances projetées des nouveaux parcs européens (Dogger Bank 55 %, Hornsea 2 et Seagreen ~50 %). Avec les cibles de l'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* (CAPEX 2 200-2 500 €/kW, OPEX 51-59 €/kW/an, FC 48-52 %), le coût de production projeté pour 2050 est réduit de 43 % à 54 % par rapport à la trajectoire RTE.
- Pour l'éolien en mer flottant, l'écart est le plus important. Le CAPEX RTE 2050 (5 206 €/kW) ne traduit que -14 % de baisse par rapport à 2024, ce qui équivaut à un taux d'apprentissage d'à peine 5 % par doublement de capacité installée — très éloigné des 15 à 20 % standard pour les filières émergentes. L'attribution du projet Pennavel (AO5, mai 2024) à 86,45 €/MWh, premier parc commercial flottant attribué au monde, démontre déjà une compétitivité en avance sur le calendrier RTE. Avec les cibles de l'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* (CAPEX 3 000-3 500 €/kW, OPEX 65-75 €/kW/an, FC 48-52 %), le coût de production projeté pour 2050 est réduit de 45 % à 56 % par rapport à la trajectoire RTE.
- Pour les batteries de stockage stationnaire, le CAPEX RTE 2050 (224 €/kWh pour un BESS 4h) est environ deux fois supérieur au prix de marché turnkey moyen mondial déjà observé en 2025 (108 €/kWh selon BloombergNEF), et l'OPEX RTE est environ 50 % au-dessus de la projection NREL ATB 2050. Avec les cibles de l'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* (CAPEX 100-130 €/kWh raccordement compris pour un BESS 4h), le coût d'investissement est réduit d'environ 50 % par rapport à la trajectoire RTE, ce qui se répercute proportionnellement sur le coût actualisé du stockage (LCOS).

La conséquence est que les conclusions techno-économiques de l'étude "Futurs énergétiques 2050", et notamment la comparaison entre scénarios à fort développement d'énergies renouvelables (M0, M2) et scénarios nucléarisés (N3, N4), sont biaisées de manière systématique en défaveur des premiers, par cumul d'hypothèses pessimistes sur les coûts des énergies renouvelables (CAPEX, OPEX et facteurs de charge) et d'hypothèses optimistes sur les coûts et la disponibilité du nouveau nucléaire. Les contre-propositions chiffrées et cibles 2050 ambitieuses présentées en sections 5.4 à 5.8, lorsqu'elles sont appliquées dans un cadre de calcul rigoureux à WACC commun, conduisent à une réduction du coût de production projeté pour 2050 comprise entre 19 % au plus modéré (éolien terrestre) et 56 % au plus marqué (éolien en mer flottant), susceptible de modifier l'équilibre comparatif entre les scénarios de de l'étude " Futurs énergétiques 2050 " proposé par RTE.

Sur le coût du capital, le principe d'un taux unique pour toutes les technologies neutralise artificiellement des différences de profil de risque importantes. Le nucléaire neuf présente structurellement un risque industriel et financier très supérieur à celui des renouvelables. Les données de la CRE sur le coût du capital d'EDF de l'ordre de 9 % à 11% nominal avant impôts, illustrent cet écart avec le taux de 6% réel après impôts proposé. Une approche différenciée par filière, alignée sur les références de marché observées, serait économiquement plus rigoureuse. En alternative, si un coût moyen pondéré du capital unique est maintenu, le coût public implicite des garanties accordées aux filières bénéficiant de conditions de financement inférieures au marché devrait être rendu explicite et intégré dans le calcul complet des différents scénarios.

Sur les leviers de maîtrise des coûts, nous recommandons d'analyser l'impact de la localisation des installations renouvelables dans les zones à fort gisement pour minimiser les coûts réseau, l'optimisation du ratio solaire-éolien pour maximiser la complémentarité saisonnière, et le développement des flexibilités pour réduire les besoins en capacités de pointe. Il conviendrait aussi et à l'inverse d'étudier des mécanismes d'appels d'offres intégrant une légère prime pour les installations situées dans des zones de moindre ressource, afin d'évaluer si les économies réalisables sur le développement des réseaux compenseraient le surcoût unitaire du kilowattheure produit. Cette question de l'optimisation territoriale du déploiement renouvelable rejoint plus largement les recommandations du rapport Lévy-Tuot sur les leviers de réduction des coûts des énergies renouvelables, auquel nous renvoyons pour une analyse approfondie des différents instruments disponibles.

Un levier d'optimisation économique trop rarement évoqué dans les débats sur la planification du système électrique mérite d'être étudié : celui du niveau d'exigence retenu en matière de défaillance admissible. Comme le souligne Alain Grandjean dans sa note sur les coûts et prix de l'électricité bas-carbone (janvier 2026¹), RTE est tenu par une obligation légale de ne pas dépasser trois heures cumulées de défaillance par an, un critère qu'il qualifie lui-même de 'fruste' et qui conduit structurellement à surinvestir dans les moyens de production et de réseau, au risque de provoquer des prix de marché très bas voire négatifs. Ce critère est caractéristique d'un pays riche dont les consommateurs sont supposés ne jamais pouvoir se passer d'électricité.

Il conviendrait d'analyser l'impact économique d'un niveau d'exigence légèrement assoupli, restant cohérent avec les recommandations internationales en la matière et les bonnes pratiques observées dans les pays comparables. Un tel assouplissement, même modeste, pourrait permettre de réduire les besoins d'investissement en capacité de pointe et de

¹ <https://alaingrandjean.fr/transition-ecologique-et-energetique/2026/01/cout-et-prix-des-sources-electricite-bas-carbone-qui-paie-quoi/>

renforcement du réseau, dont les coûts sont rappelés à hauteur d'environ 200 milliards d'euros d'ici 2040 pour RTE et Enedis combinés. Cette analyse devrait intégrer une évaluation rigoureuse du coût économique et social de chaque heure supplémentaire de défaillance admise, afin de déterminer le point d'équilibre entre sécurité d'approvisionnement et optimisation du coût global du système pour la collectivité.

Pour l'analyse de compétitivité, les secteurs prioritaires sont l'aluminium, la sidérurgie, la chimie de base, la plasturgie, la production d'hydrogène et les centres de données. Les régions de référence sont l'Allemagne, les États-Unis, la Chine, l'Afrique du Nord et le Moyen-Orient, qui disposent de conditions d'ensoleillement ou de vent particulièrement favorables. Pour l'analyse du coût total de la décarbonation, les secteurs à prioriser sont le bâtiment, les transports et l'industrie.

Questions 38 : cadrage de l'analyse environnementale

- **Le cadre d'analyse proposé par RTE, se déclinant en 4 grandes thématiques de travail (objectifs de décarbonation, effets induits sur la biodiversité et la santé de la transition, effets sur l'environnement du mix électrique, enjeux liés à l'usage de l'eau et des sols) vous semble-t-il adapté aux enjeux de caractérisation environnementale des scénarios ?**
- **Disposez-vous de données ou éléments à partager pour alimenter les analyses proposées, en particulier sur les effets induits sur la biodiversité et les enjeux liés à la ressource et la demande en eau ?**

Réponse de l'association Énergies Renouvelables Pour Tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* approuve le cadre d'analyse environnementale proposé par RTE. La déclinaison en quatre grandes thématiques constitue une approche complète et cohérente avec les enjeux actuels, et l'ajout des pressions sur la biodiversité et la ressource en eau représente une évolution importante par rapport à la précédente édition.

Nous soulignons particulièrement l'importance de l'analyse des conflits d'usage des sols pour le photovoltaïque. Cette analyse devrait distinguer précisément les installations sur surfaces déjà artificialisées de celles sur sols agricoles ou naturels, afin de ne pas amalgamer des situations aux enjeux environnementaux très différents. Sur les effets induits sur la biodiversité, les phases amonts des filières, celle de l'extraction des ressources et de la fabrication des équipements, concentre une part importante des impacts environnementaux. Nous insistons sur une approche mesurée et équitable des analyses environnementales des énergies : beaucoup d'installations, comme l'éolien ou le photovoltaïque ont des impacts sur les sols très différents de ceux d'autres aménagements, telles les constructions d'habitat ou d'activités. Les

critères de localisation des projets solaires au sol méritent d'être revisités à la lumière de réalités agronomiques et écologiques trop souvent occultées dans le débat public. Les surfaces agricoles françaises présentant les conflits d'usage les plus réels sont celles soumises à des pratiques intensives, monocultures de maïs irriguées dans le sud, notamment, dont la viabilité est précisément remise en cause par le dérèglement climatique. La transition vers des modèles agrivoltaïques combinant élevage ovin et production solaire peut constituer une réponse économiquement cohérente à cette vulnérabilité, l'apport financier du photovoltaïque permettant de financer une reconversion agricole autrement difficile à enclencher.

Par ailleurs, l'argument de la biodiversité est systématiquement mal orienté dans ce débat : les études disponibles montrent que la biodiversité sous les panneaux solaires est significativement supérieure à celle des parcelles en agriculture intensive, et les installations solaires au sol ne sauraient être assimilées à une artificialisation au sens écologique du terme.

Enfin, dans les zones de forêts de plantation, abusivement désignées comme forêts au sens de la biodiversité, l'implantation de parcs photovoltaïques séparant les parcelles, avec leurs réserves d'eau réglementaires, peut remplir une fonction de coupe-feu contribuant à la prévention des incendies. Refuser ces projets au nom de la protection des espaces naturels reviendrait à confondre plantation industrielle et écosystème forestier

Les données utilisées devront se référer aux travaux les plus récents publiés sur le sujet, notamment par les opérateurs publics compétents.

Sur les enjeux liés à la ressource en eau, la question du partage de la ressource entre production hydraulique, refroidissement nucléaire et besoins agricoles dans un contexte de sécheresses plus fréquentes mérite une analyse approfondie à l'échelle des bassins versants sur des horizons de temps plus long que ceux de l'étude, c'est-à-dire 2100 au lieu de 2050, pour tenir compte notamment de la durée de vie du nouveau nucléaire. Les incertitudes relatives aux risques de dissémination de radionucléides dans l'environnement constituent une dimension trop rarement quantifiée dans les comparaisons économiques entre mix électriques. Ces risques s'articulent à plusieurs échelles de temps et de nature très différentes. À court et moyen terme, ils concernent les incidents d'exploitation, les rejets chroniques autorisés et les événements accidentels, dont la probabilité est faible mais dont les conséquences économiques et sanitaires peuvent être considérables et durables, comme l'illustrent Tchernobyl et Fukushima. À très long terme, c'est le projet CIGÉO qui cristallise les incertitudes les plus fondamentales : conçu pour enfouir les déchets de haute activité et à vie longue à 500 mètres de profondeur dans la roche argileuse de la Meuse, il est dimensionné pour garantir le confinement des radionucléides sur des échelles de temps de l'ordre de plusieurs centaines de milliers d'années. Or aucune institution humaine, aucun matériau, aucun modèle géologique ne peut prétendre offrir une garantie crédible sur de tels horizons. La question n'est pas de savoir si CIGÉO est la moins mauvaise solution disponible mais d'exiger

que les scénarios de planification énergétique intègrent explicitement cette incertitude irréductible comme un coût et un risque réel, et non comme une ligne de provision comptable dont la valorisation reste largement conventionnelle.

Questions 39 : cadrage des analyses sociétales

- **Partagez-vous l'intérêt d'une analyse sociétale des différentes trajectoires proposées par RTE ? Etes-vous d'accord avec les quatre axes proposés à l'analyse : (i) la sobriété, (ii) les transformations des usages et l'électrification, (iii) la flexibilité de la consommation d'électricité et (iv) l'acceptabilité des infrastructures de production et transport d'électricité ?**
- **Avez-vous des remarques quant à l'approche proposée consistant à documenter les implications sociétales des différentes trajectoires et à les rapprocher des tendances constatées et de la perception des citoyens sur désirabilité de ces transformations et de leurs propres intentions ?**

Réponse de l'association Énergies Renouvelables Pour tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* partage pleinement l'intérêt d'une analyse sociétale des différentes trajectoires. Les quatre axes proposés, sobriété, décarbonation et électrification des usages, flexibilité de la consommation, acceptabilité des infrastructures, sont pertinents et couvrent les dimensions les plus structurantes des conditions de réussite sociétales. Un cinquième axe sociétal pourrait être ajouté : sécurité et souveraineté énergétique

L'approche consistant à rapprocher les trajectoires techniques des tendances constatées et de la perception des citoyens nous paraît particulièrement utile pour évaluer la crédibilité opérationnelle des scénarios. Nous recommandons de compléter les enquêtes d'opinion nationales par des analyses qualitatives portant sur les dynamiques locales et territoriales d'acceptabilité, qui ne sont pas toujours bien capturées à l'échelle nationale. Nous insistons notamment sur la dimension inégalitaire de la transition énergétique : les efforts de sobriété et les investissements dans l'électrification représentent des coûts initiaux significatifs qui constituent des barrières importantes pour les ménages aux revenus modestes. L'analyse sociétale devrait explicitement documenter ces inégalités et les politiques publiques susceptibles de les atténuer.

Questions 40 : les conditions de réussites et opportunités industrielles

- **Partagez-vous l'intérêt d'analyses portant sur implications et opportunités industrielles pour les filières de la transition énergétique ? Selon vous quelles sont les filières sur lesquelles l'analyse devrait porter prioritairement ?**
- **Que pensez-vous des axes d'analyse proposés (capacité industrielle, souveraineté, emplois et compétences, maturité technologique et industrielle, verrous réglementaires) et des types d'indicateurs envisagés. Avez-vous des propositions d'indicateurs concrets qui permettraient de documenter les enjeux ?**
- **Questions spécifiques pour les acteurs de chacune des filières concernées : Quels sont les goulets existants aujourd'hui ou susceptibles d'apparaître au cours des années à venir ? Avez-vous des éléments permettant de caractériser la criticité des approvisionnements ?**
- **Quelle est la part de production française et européenne actuelle ? Quelles tendances observez-vous ? De votre point de vue, un renforcement de la souveraineté est-il possible et souhaitable et quelles en seraient les implications ?**
- **Dans votre secteur d'activité/filière, quels sont selon vous les besoins quantitatifs en emploi et compétences en fonction de la capacité de production/installation ? Quelles sont les compétences critiques pour la réussite des trajectoires industrielles ?**
- **Quelles sont les perspectives en termes de maturité technologique qui pourraient limiter le rythme de la transition ou à l'inverse l'accélérer ?**

Réponse de l'association Énergies Renouvelables Pour Tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* partage fortement l'intérêt d'analyses portant sur les implications et opportunités industrielles. Parmi les filières à analyser en priorité, nous recommandons l'éolien terrestre et offshore, le photovoltaïque, les batteries stationnaires, les pompes à chaleur et l'efficacité énergétique dans le bâtiment, qui présentent à la fois une importance stratégique forte, un gisement d'emplois significatif et une capacité de développement industriel en France.

Les axes d'analyse proposés nous semblent pertinents et complets. Pour la souveraineté, nous insistons sur la nécessité d'une analyse comparative des dépendances en amont pour toutes les filières, y compris le nucléaire, uranium naturel et enrichi, composants forgés, services d'ingénierie, et en aval, retraitement du combustible nucléaire usagé, infrastructures d'entreposage et de stockage saturées, afin d'éclairer ce débat de manière équilibrée.

Sur les goulets d'étranglement auxquels il faut s'attaquer, dans la filière éolienne, la disponibilité des navires d'installation et les capacités portuaires constituent des contraintes réelles. Dans le solaire, la dépendance aux importations asiatiques pour les cellules photovoltaïques est un facteur de risque documenté. Dans les batteries, les métaux critiques, lithium, cobalt, nickel, présentent des risques de concentration géographique des approvisionnements.

Sur la souveraineté, un renforcement est possible et souhaitable pour les filières où la France et l'Europe disposent d'avantages industriels comme dans l'éolien offshore flottant, les câbles sous-marins, les systèmes de gestion de réseau et où des investissements ciblés peuvent structurer des filières durables. Pour d'autres composants, une stratégie de diversification géographique des approvisionnements est plus réaliste qu'une relocalisation complète.

Sur les emplois et compétences, les filières renouvelables présentent des besoins croissants en techniciens de maintenance, en ingénieurs spécialisés et en électriciens qualifiés. La maturité technologique est déjà atteinte pour l'éolien terrestre, le solaire et les batteries LFP ; elle est en cours de validation commerciale pour l'éolien offshore flottant et pourrait accélérer le développement de cette filière d'ici 2035-2040.

Enfin, une dimension industrielle et stratégique mérite d'être explicitement intégrée dans l'analyse des trajectoires énergétiques : le risque que fait peser sur l'économie française une orientation prioritaire vers le nucléaire dans un contexte mondial où la mutation énergétique est massivement portée par les énergies renouvelables. Ce risque n'est pas théorique — il est déjà partiellement matérialisé dans la dépendance actuelle de la France aux importations de panneaux solaires et de batteries, deux filières dans lesquelles elle n'a pas su construire de capacités industrielles significatives au moment où cela était encore possible.

Continuer à concentrer les priorités industrielles et les soutiens publics sur une filière nucléaire dont la part dans le mix mondial de nouvelles capacités installées est structurellement déclinante, tout en n'allant qu'à reculons vers les filières renouvelables sur lesquelles l'ensemble des grandes économies investissent massivement, c'est s'exposer à plusieurs risques cumulatifs : rester durablement importateur de technologies plutôt qu'exportateur, perdre le rôle moteur dans les cycles d'innovation qui déterminent la compétitivité à vingt ans, et échouer à construire les champions industriels de la transition énergétique mondiale. L'échec commercial de l'EPR à l'export, malgré des décennies d'investissement public, illustre concrètement les limites d'une stratégie industrielle fondée sur une technologie dont le marché mondial reste étroit et concentré sur quelques États.

L'analogie avec le Minitel n'est pas déplacée. La France avait alors une longueur d'avance technologique réelle, mais elle a choisi de la défendre plutôt que de pivoter vers les standards qui allaient s'imposer mondialement. Le résultat, visible quelques décennies plus tard, est

l'absence totale d'acteurs français dans l'économie numérique mondiale. Le risque est de reproduire ce schéma dans l'énergie : protéger une filière établie au détriment de la capacité à peser dans les filières d'avenir, et constater trop tard que l'on n'est pas davantage en mesure de produire un champion des énergies renouvelables que l'on n'a été capable de produire un équivalent français des GAFAM.

Questions 41 : L'analyse de la résilience des différents scénarios aux aléas et chocs

- **Avez-vous des propositions sur la méthodologie à adopter pour mener ce type d'analyse de résilience aux chocs ? Quelle grille de comparaison de la résilience des différents scénarios proposeriez-vous ?**
- **Que pensez-vous des types de chocs proposés par RTE ? Identifiez-vous des « chocs » qui vous semblent prioritaires à analyser ? Avez-vous des propositions quantitatives sur le dimensionnement de ces chocs ? Pensez-vous utile d'apparier certains chocs pour faire des analyses de crises plus globales ?**

Réponse de l'association Énergies Renouvelables Pour Tous

L'association *Énergies Renouvelables Pour Tous* approuve le principe d'une analyse de résilience documentant les implications des différents aléas et chocs. Cette dimension est particulièrement importante dans un contexte géopolitique incertain, et les crises récentes ont démontré la vulnérabilité des hypothèses de stabilité des systèmes énergétiques.

Sur la méthodologie, nous recommandons d'adopter une grille comparative évaluant chaque trajectoire selon plusieurs dimensions complémentaires : la rapidité de réponse aux chocs, la capacité de substitution entre leviers, le coût économique des perturbations, et la durée nécessaire au retour à un fonctionnement normal. Cette grille permettrait des comparaisons rigoureuses entre scénarios en évitant de ne retenir qu'un seul indicateur agrégé.

Parmi les chocs proposés par RTE, nous soulignons l'importance de l'aléa portant sur la disponibilité du nucléaire. Les expériences de 2022-2023 avec la corrosion sous contrainte ont montré que des incidents génériques peuvent survenir de manière imprévue et affecter simultanément de nombreux réacteurs. Ce risque mérite d'être documenté avec précision dans tous les scénarios à forte part nucléaire, avec un dimensionnement cohérent avec l'amplitude de la crise de 2022 avec de l'ordre de 15 à 20 GW de capacité indisponible simultanément.

Nous recommandons d'ajouter un choc portant sur les difficultés de financement des grands projets d'infrastructure énergétique dans un contexte budgétaire contraint. Ce risque est particulièrement pertinent pour les scénarios à forte intensité nucléaire, dont les besoins d'investissement public sont considérables (EPR2, CIGEO, aval du cycle) et pour lesquels des

tensions sur les finances publiques pourraient conduire à des retards ou à une incapacité à engager les ressources nécessaires. Parmi les chocs exogènes que les scénarios de RTE devraient examiner de manière systématique, les ruptures dans les chaînes internationales d'approvisionnement liées à des crises géopolitiques constituent un angle insuffisamment traité. Cette dimension concerne au premier chef les combustibles fossiles, dont la dépendance européenne a été dramatiquement mise en évidence par la guerre en Ukraine et la rupture des approvisionnements en gaz russe, la crise actuelle au Moyen-Orient et les positions de moins en moins amicales des Etats-Unis. Mais elle s'applique avec une acuité au moins égale à l'uranium, dont la chaîne d'approvisionnement présente des concentrations géographiques préoccupantes sur des pays à risque élevé : la Russie via Rosatom, qui contrôle une part significative des capacités mondiales d'enrichissement et de retraitement du combustible usé nucléaire, le Niger, dont le coup d'État de 2023 a rappelé la fragilité des approvisionnements en uranium naturel, ou le Kazakhstan, premier producteur mondial opérant dans un environnement géopolitique sous forte influence russe. La robustesse d'un mix électrique ne peut donc s'évaluer sans intégrer explicitement ces risques d'approvisionnement dans les analyses de sensibilité, avec des scénarios de rupture partielle ou totale sur chacun des maillons critiques de la chaîne du combustible nucléaire. Cette exigence plaide, une fois de plus, en faveur des énergies renouvelables dont les chaînes d'approvisionnement, bien qu'elles présentent leurs propres dépendances notamment sur les matériaux critiques, ne sont pas exposées au même type de risque de rupture soudaine et massive.

Sur l'appariement de certains chocs, l'idée d'analyses de crises globales nous paraît pertinente. Les crises réelles sont rarement mono-causales. Un scénario combinant disponibilité dégradée du nucléaire, sécheresse affectant la production hydraulique et prix élevé des combustibles fossiles, situation analogue à la crise 2022-2023, constituerait un test de résilience robuste et directement ancré dans l'expérience récente. Sur l'approvisionnement en matières critiques, l'analyse devrait être étendue au-delà du seul cuivre pour couvrir le lithium, le nickel, le cobalt et les terres rares, particulièrement importants pour les batteries et les éoliennes à aimants permanents et les véhicules électriques.

Nous souhaitons par ailleurs qu'un axe spécifique soit consacré à la robustesse géopolitique des scénarios proposés, dimension que RTE traite insuffisamment dans ses analyses, lesquelles restent centrées sur la robustesse technique. Les conflits récents ont mis en évidence de manière concrète la vulnérabilité des sites nucléaires aux situations de guerre : Zaporijia en Ukraine, où la plus grande centrale d'Europe a été occupée et placée sous la menace d'un accident majeur pendant plus de deux ans, mais aussi Tchernobyl, Dimona et Natanz, qui illustrent que les installations nucléaires constituent des cibles stratégiques dont la fragilisation en contexte de conflit peut avoir des conséquences environnementales et sanitaires sans

commune mesure avec tout autre type d'infrastructure énergétique. À l'inverse, l'Ukraine elle-même, confrontée à la destruction systématique de ses infrastructures centralisées, mise résolument sur les énergies renouvelables décentralisées pour consolider et rendre résilient son système électrique.

Plus largement, les dépendances d'approvisionnement constituent un critère de robustesse géopolitique à part entière que les scénarios de RTE devraient traiter explicitement. Les dépendances aux combustibles fossiles sont bien documentées, mais la dépendance en uranium mérite désormais d'être analysée avec la même rigueur : la reconnaissance publique par le président de la République que la France ne peut se passer de Rosatom dans le cycle du combustible nucléaire illustre une vulnérabilité stratégique réelle, dont les implications pour la souveraineté énergétique n'ont pas été suffisamment intégrées dans les exercices de prospective. Ces considérations géopolitiques plaident en faveur des énergies renouvelables, dont la décentralisation réduit structurellement l'exposition aux risques de conflits, et d'une ambition forte de relocalisation industrielle des filières concernées.

Sources d'informations utilisés pour produire l'analyse sur les coûts de la question 37

Sources sur l'apprentissage technologique et les coûts mondiaux

Wiser & Bolinger (Berkeley Lab / DOE, 2022), Levelized cost-based learning analysis of utility-scale wind and solar in the United States — taux d'apprentissage LCOE plein-période : 24 % pour le PV, 15 % pour l'éolien terrestre ; identification de points de rupture en 2010-2014.

Our World in Data, Learning curves: What does it mean for a technology to follow Wright's Law? — synthèse pédagogique de la loi de Wright et de son application aux 66 technologies les plus documentées.

Khanal, Schmidt et al. (Applied Energy, 2025), Are we too pessimistic? Cost projections for solar photovoltaics, wind power, and batteries are over-estimating actual costs globally — méta-analyse de 40 études et 150 scénarios démontrant le biais conservateur des projections sans apprentissage endogène.

Variability of technology learning rates (ScienceDirect, 2025) — analyse de 87 technologies montrant que des courbes d'apprentissage à taux variables peuvent mieux ajuster les données empiriques.

Sources internationales — coûts CAPEX, OPEX et facteurs de charge

IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2024 (juillet 2025) — coûts mondiaux moyens 2024 par filière et région ; facteurs de charge ; tableaux d'OPEX par filière en annexe (A3, A4, A6).

IEA, World Energy Outlook 2024 — projections de coûts AIE par scénario (STEPS, APS, NZE) jusqu'à 2050.

NREL, Annual Technology Baseline 2024 — Utility-Scale PV — projections CAPEX et FOM PV utility-scale 2024-2050.

NREL, Annual Technology Baseline 2024 — Land-Based Wind — projections CAPEX et OPEX éolien terrestre 2024-2050 ; courbes d'apprentissage explicites.

NREL, Annual Technology Baseline 2024 — Offshore Wind — projections CAPEX et OPEX éolien en mer fondées sur Wiser et al. 2021.

NREL, Annual Technology Baseline 2024 — Utility-Scale Battery Storage — projections CAPEX et FOM batteries 2022-2050 ; ratio FOM/CAPEX = 2,5 % couplant explicitement OPEX et CAPEX.

NREL, Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2025 Update (Cole, Ramasamy & Turan, juin 2025) — actualisation 2025 des projections coûts BESS 4h jusqu'à 2050.

Volta Foundation / BloombergNEF, Battery Report 2025 — prix turnkey BESS observés en 2025 (réf. fichier joint).

Lazard, Levelized Cost of Energy+ — June 2025 (LCOE v18.0 et LCOS v10.0) — LCOE et LCOS observés et CAPEX/OPEX par filière, marché américain.

JRC Commission européenne, Wind Energy in the European Union (CETO, 2023) — projections POLES-JRC pour l'éolien EU à 2050 ; modèle avec apprentissage endogène.

Wiser, Bolinger, Lantz et al. (Berkeley Lab, 2019), Benchmarking Wind Power Operating Costs in the United States — analyse des trajectoires d'OPEX éolien : -50 % entre la fin des années 1990 et 2018.

Wiser et al. (Nature Energy, 2021), Expert elicitation survey predicts 37% to 49% declines in wind energy costs by 2050 — étude d'élitication d'experts sur les baisses attendues de coûts éoliens à 2035 et 2050.

Bolinger et al. (Berkeley Lab, 2023), Utility-Scale Solar — 2023 Edition — corrélation structurelle entre baisse CAPEX (-75 %) et OPEX (-59 %) PV utility-scale 2010-2022.

Sens, Neuling & Kaltschmitt (Université de Hambourg), Capital expenditure and levelized cost of electricity of photovoltaic plants and wind turbines — Development by 2050 (Renewable Energy, 2022) — projections CAPEX PV et éolien 2030 et 2050 par courbes d'apprentissage.

Breyer et al. (LUT University, avril 2026), Solar PV cost projections to 2050 — systematic literature review — synthèse de 60 études : CAPEX PV 2050 entre 166 et 720 €/kW.

Sources françaises — coûts et facteurs de charge

RTE, Bilan électrique 2024 — Production (mars 2025) — facteurs de charge observés 2024 : éolien terrestre 21,8 %, PV 13,0 %, Saint-Nazaire 31,6 %.

RTE, Évolution du facteur de charge éolien (octobre 2024) — note RTE constatant la stagnation du FC éolien français autour de 26-27 % depuis 2014, et le décalage avec les estimations IRENA pour les nouveaux projets (32-34 %).

ADEME, Évolution des coûts des énergies renouvelables et de récupération en France entre 2012 et 2022 (janvier 2025) — LCOE par filière en France 2012-2022 ; intègre CAPEX et OPEX français.

Eoliennes en mer (DGEC), L'éolien en mer dans le mix énergétique français — facteur de charge moyen européen 40-45 %.

Sources sur le retournement récent du marché des modules photovoltaïques (2025-2026)

China Ministry of Finance / State Taxation Administration, Notice on adjusting export tax rebate policies (9 janvier 2026) — annonce officielle de la suppression complète des remboursements de TVA à l'export pour les produits PV au 1er avril 2026 et de la réduction de 9 % à 6 % puis suppression au 1er janvier 2027 pour les produits batteries.

PV Tech, Scrapping of China's PV export tax rebate prompts panic buying and module price surge (janvier 2026) — réaction de marché et annonces de hausses de prix de 30 à 40 % par les fabricants chinois (Jinko Solar, Astronergy, Trina Solar, JA Solar, Longi).

PV Magazine International, Chinese module trading slows after export tax rebate cancellation (avril 2026) — données spot OPIS Chinese Module Marker (CMM) au 7 avril 2026 : 0,119 USD/W FOB Chine, prévisions Q4 2026 et Q1 2027 entre 0,120 et 0,121 USD/W.

OPIS (Dow Jones), China's Solar Export Rebate Cut Could Lift Prices, Spur Q1 Buying (janvier 2026) — analyse marché et données de référence sur l'évolution des prix Q1 2026.

Trending Topics, Solar Panel Prices Set to Surge up to 20% as China Scraps Export Rebates (mars 2026) — analyse des facteurs concomitants : suppression TVA, hausse de l'argent (+130 % en 2025), hausse de la poly-silice (+37 % en six mois) ; impact attendu sur le marché européen alimenté à 90 % par la Chine.

China Photovoltaic Industry Association (CPIA), Statement on the abolition of VAT export rebates (janvier 2026) — données officielles de la filière chinoise : exports PV totalisant 24,42 milliards USD de janvier à octobre 2025 ; remboursement annuel concerné d'environ 2,2 milliards USD.

Sources françaises — appels d'offres éolien (CRE, gouvernement, ADEME)

CRE, Délibération n°2025-95 du 27 mars 2025 (9e période AO PPE2 éolien terrestre) — prix moyen pondéré 87,6 €/MWh stable depuis mi-2023 ; analyse de la rentabilité attendue des candidats.

CRE, Rapport de synthèse 10e période AO PPE2 éolien terrestre (septembre 2025) — 42 dossiers retenus pour 953 MW ; productible moyen de 2 250 hepp.

Ministère de l'Économie, Communiqué de presse du 15 mai 2024 — Lauréat Pennavel AO5 éolien flottant Sud Bretagne — premier parc commercial flottant attribué au monde à 86,45 €/MWh.

Mer et Marine, Lancement du dixième appel d'offres éolien en mer (avril 2026) — AO10 sur 10 GW, objectif tarif moyen d'attribution inférieur à 100 €/MWh, lauréats désignés fin 2026 - début 2027.

CRE, Délibération n°2024-113 du 13 juin 2024 portant avis sur AO9 éolien en mer — référence du parc AO4 attribué à 44,9 €/MWh (2023) ; analyse comparative avec les contrats CfD européens.

Journal de l'Éolien, Coût de production de l'électricité éolienne terrestre (ADEME 2025) — LCOE éolien terrestre 59 €/MWh (parcs 2022) ; repowering à 49 €/MWh, soit -17 %.

Sources sur les nouveaux parcs éoliens en mer européens

SSE Renewables, Dogger Bank Offshore Wind Farm — Project page — facteur de charge projeté de 55 % pour le parc 3,6 GW (turbines GE Haliade-X 13 MW), 5,85 millions de foyers UK alimentés à partir de 3 600 MW.

Power-Technology, Dogger Bank C Offshore Wind Farm, North Sea, UK — spécifications techniques de la turbine GE Haliade-X 14 MW : facteur de charge de 60 à 64 %, rotor 220 m, blade 107 m.

Ørsted, Hornsea Wind Farm — Project pages (Hornsea 2 et 3) — Hornsea 2 (1,32 GW, opérationnel août 2022, 165 turbines Siemens Gamesa) ; Hornsea 3 (2,9 GW, mise en service 2027, 231 turbines Siemens Gamesa SG 14-236 DD).

NESO, Clean Power 2030 (novembre 2024) — projection de facteur de charge moyen pondéré de la flotte UK offshore à 2030 : 43 %.

DESNZ (UK Department for Energy Security and Net Zero), Electricity Generation Costs 2023 — hypothèses de facteurs de charge éolien en mer pour les nouveaux projets UK : autour de 50 %.

Energy Numbers, UK offshore wind capacity factors (mise à jour continue) — base de données des facteurs de charge mensuels et annuels de tous les parcs éoliens en mer britanniques ; record annuel Hywind Scotland 57,1 % en 2020.

Lorentzen et al. (Wind Energy, 2024), Immature Offshore Wind Technology: UK Life Cycle Capacity Factor Analysis — analyse économétrique des facteurs de charge sur 36 parcs éoliens UK ; tendance haussière avec l'âge des projets et la taille des turbines.

Source primaire RTE

RTE, Actualisation des Futurs énergétiques 2050 — Consultation publique 2026, annexes (fichier xlsx, onglets « Coûts hors nucléaire » et « Mix de production – 2050 »).